

147014

T. C.
ULUDAĞ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İKTİSAT ANABİLİM DALI

TÜRKİYE'DE ENERJİ SEKTÖRÜ
ve
EKONOMİYE KATKISI

(YÜKSEK LİSANS TEZİ)

Danışman
Prof. Dr. Yalçın ACAR

Murat GÜRŞEN

BURSA 2004

İÇİNDEKİLER

Sayfa No.

Giriş.....	1
------------	---

Birinci Bölüm

TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GEÇİRDİĞİ DEĞİŞİM VE ENERJİ PİYASALARINDA DÜZENLEME ÇALIŞMALARI

1.1. Türkiye’de Enerji Politikası Aşamaları.....	2
1.1.1. Cumhuriyet Öncesi Dönem.....	2
1.1.2. 1923-1930 Dönemi.....	3
1.1.3. 1930-1950 Dönemi.....	3
1.1.4. 1950-1960 Dönemi.....	4
1.1.5. 1960-1980 Dönemi.....	6
1.1.6. 1980 Sonrası Dönem.....	8
1.2. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Sektöründe Reform Çalışmaları.....	10
1.2.1. Elektrik Enerji Piyasasında Mali Uzlaştırma.....	13
1.3. Türkiye’de Petrol Piyasasında Düzenlemeler ve Yeni Petrol Piyasası Kanunu.....	16
1.4. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Piyasasında Düzenlemeler ve Yenilenebilir Enerji Yasa Tasarısı.....	18

İkinci Bölüm

TÜRKİYE’DE KULLANILAN FOSİL YAKITLARI

2.1. Doğal Gaz.....	22
2.1.1. Doğal Gaz Üretimi ve Arama Çalışmaları.....	22
2.1.2. Uluslararası Doğal Gaz Boru Hatları ve Türkiye.....	23
A. Rusya – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı.....	23

B. Azerbaycan – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	24
C. Türkmenistan – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	25
D. Irak – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	26
E. Mısır – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	27
F. İran – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı.....	27
G. Türkiye – Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	28
H. Türkiye – Bulgaristan – Romanya – Macaristan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	29
2.1.3. Ülke İçindeki Gaz Boru Hatları.....	30
A. Güney Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	30
B. Karadeniz Ereğli - Bartın Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	30
C. Doğu Karadeniz Bölgesi Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	30
D. Konya – İzmir Doğal Gaz Boru Hattı Projesi.....	31
2.1.4. Türkiye’de Doğal Gaz Talep Yapısının Analizi.....	31
A. Konut ve Ticaret Sektörünün Talep Yapısı.....	32
B. Küçük ve Orta Ölçekli Sanayi Sektörünün Talep Yapısı.....	32
C. Büyük Ölçekli Sanayi Kuruluşlarının Talep Yapısı.....	32
2.1.5. Türkiye’de Doğal Gaz Kullanılan Şehirlerdeki Gaz Tüketiminin Gelişimi.....	35
2.1.6. Türkiye’de Doğal Gaz Kullanımının Yaygınlaştırılması Süreci.....	38
2.2. Petrol.....	39
2.2.1. Petrol Boru Hatları ve Türkiye.....	41
A. Irak – Türkiye Ham Petrol Boru Hattı.....	41
B. Ceyhan – Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı.....	41
C. Batman – Dört Yol Ham Petrol Boru Hattı.....	41
D. Şelmo – Batman Ham Petrol Boru Hattı.....	42

2.2.2. Yurt Dışı Petrol Arama Faaliyetleri.....	43
A. Kazakistan.....	43
B. Azerbaycan.....	43
a) A.C.G.....	44
b) Şah Deniz.....	44
c) Alov.....	45
C. Libya.....	45
2.3. Taş Kömürü ve Linyit.....	46
2.3.1. Taşkömürü.....	46
2.3.2. Linyit.....	47

Üçüncü Bölüm

TÜRKİYE’NİN YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

3.1. Hidrolik Enerji.....	50
3.2. Biyokütle Enerjisi.....	53
3.2.1. Biyokütle Yetiştiriciliği.....	54
A. Enerji Ormanları.....	54
B. Enerji Tarımı.....	54
3.2.2. Biyokütle Çevrim Teknolojileri.....	55
3.2.3. Biyokütle Ürünleri.....	56
A. Biyodizel.....	56
B. Biyogaz.....	57
C. Biyoetanol.....	57
3.2.4. Dünya’da Biyokütle Kullanımı.....	57
3.2.5. Türkiye’de Biyokütle Enerjisi.....	58

3.2.6. Öneriler.....	59
3.3. Rüzgar Enerjisi.....	60
3.3.1. Rüzgar Enerjisi Teknolojisi.....	60
3.3.2.Dünya’da Rüzgar Enerjisi.....	62
3.3.3. Türkiye’de Rüzgar Enerjisi.....	64
3.3.4. Öneriler.....	65
3.4. Jeotermal Enerji.....	66
3.4.1. Türkiye’de Jeotermal Enerji.....	66
3.5. Güneş Enerjisi.....	68
3.5.1.Güneş Enerjisi Teknolojileri.....	68
A. Isıl Güneş Teknolojileri.....	68
B. Güneş Pilleri.....	71
3.5.2. Türkiye’de Güneş Enerjisi.....	72

Dördüncü Bölüm **DİĞER ENERJİ KAYNAKLARI**

4.1. Hidrojen Enerjisi.....	74
4.1.1. Yakıt Pilleri.....	78
4.1.2. Dünya’da Hidrojen Kullanımı.....	78
4.1.3. Türkiye’de Hidrojen Enerjisi.....	79
4.2. Nükleer Enerji.....	82
4.2.1. Nükleer Enerjinin Maliyeti.....	82
4.2.2. Nükleer Atıklar.....	84
A. Finlandiya’da atıkların nihai depolanmasıyla ilgili son durum.....	85
B. ABD’de atıkların nihai depolanmasıyla ilgili son durum.....	85
4.2.3. Nükleer Enerjinin Alternatif Kullanım Alanları.....	85

4.2.4. Dünya’da Nükleer Enerjinin Durumu.....	86
4.2.5. Türkiye’de Nükleer Enerji.....	90
4.2.6. Nükleer Enerjinin Getireceği Avantajlar ve Dezavantajlar.....	91
4.3. Kojenerasyon.....	92
4.3.1. Türkiye’de Kojenerasyon.....	93
4.3.2. Kojenerasyon Teknolojisinin Sağladığı Avantajlar.....	94

Beşinci Bölüm **SONUÇ VE ÖNERİLER**

5.1. Sonuçlar ve Öneriler.....	95
Ekler.....	103
Kaynakça.....	107
Özgeçmiş.....	110

GİRİŞ

Dünya nüfusunun giderek artması ve ülkelerin ekonomik olarak gelişmeleri dünyadaki birincil enerji ihtiyacının sürekli olarak artmasına neden olmaktadır. Bu durum başta petrol, doğal gaz ve kömür olmak üzere fosil yakıtlarının tüketiminin gün geçtikçe artmasına yol açmaktadır. Ancak bu kaynakların sonlu olması ve kullanımının artmasıyla çevreye verdiği zararların önemli boyutlara ulaşması, enerji teknolojilerindeki ilerleme ile birlikte Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Hidrojen Enerjisini daha fazla kullanılabilir hale getirmektedir. Başta Avrupa Birliği ülkeleri ve Amerika olmak üzere tüm dünyada bu yeni kaynaklara ilgi her geçen gün artmaktadır.

Doğu ile Batı, petrol ve doğal gaz üreticileri ile tüketicileri arasında coğrafi bir köprü oluşturan Türkiye, sanayileşmiş ülkelerle gelişmekte olan ülkeler arasında da bir buluşma noktası durumundadır. Türkiye bu kadar önemli bir konumda olmasına rağmen enerji ihtiyacının ancak %34'ünü kendi kaynaklarından karşılayabilmektedir. Bununla birlikte kişi başına elektrik tüketimi 1650 kilovatsaat düzeyindedir. Avrupa Birliği ülkelerinde bu ortalama 4500 kilovatsaat düzeyindedir. Ayrıca hızlı nüfus artışı ile birlikte ülkemizin enerji ihtiyacını kendi kaynaklarıyla karşılayabilme oranı sürekli düşmektedir.

Türkiye'nin iktisadi ve sosyal gelişimini tam anlamıyla gerçekleştirebilmek için, ekonomik kalkınmanın motorunu ateşleyecek olan enerji konusundaki problemlerin en kısa zamanda çözülmesi zorunludur. Bu çalışmada, Türkiye'nin enerji sektörü diğer ülkelerle kıyaslanarak incelenmiştir. Sektörün sorunları ele alınmış ve çözüme yönelik önerilerde bulunulmuştur.

Birinci bölümde, Doğal gaz, Petrol, Kömür ve Linyit gibi fosil yakıtları gözden geçirilmiştir.

İkinci bölümde; Hidrolik, Biyokütle, Rüzgar, Jeotermal ve Güneş enerjilerini içeren Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli ve kullanımı incelenmiştir.

Üçüncü bölüm, "Diğer Enerji Kaynakları" başlığı altında, hidrojen enerjisi, nükleer enerji ve kojenerasyon sistemlerinin incelemesine ayrılmıştır.

Dördüncü bölüm ise Türkiye'de enerji sektörünün, Cumhuriyet öncesi dönemden günümüze geçirdiği değişim ve enerji piyasalarında yapılan düzenleme ve serbestleştirme çalışmalarına ayrılmıştır.

Çalışmanın beşinci ve son bölümünde de sonuç ve öneriler yer almıştır.

Birinci Bölüm

TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GEÇİRDİĞİ DEĞİŞİM VE ENERJİ PİYASALARINDA DÜZENLEME ÇALIŞMALARI

1.1. Türkiye’de Enerji Politikası Aşamaları

Türkiye’de enerji politikasının geçirdiği aşamalara tarih sürecinde bakıldığında; Cumhuriyet öncesi dönem, 1923-1930 dönemi, 1930-1950 dönemi, 1950-1960 dönemi, 1960-1980 dönemi, 1980 sonrası dönem farklı özellikler taşımaktadır. Bu bölümde bu dönemler incelenecektir¹.

1.1.1. Cumhuriyet Öncesi Dönem

Osmanlı döneminde yeraltı enerji kaynaklarının yerli ve yabancı sermayeye tanınan imtiyazlarla işletilmesine girişilmiştir. Zonguldak-Ereğli yöresinde taşkömürü işletmeciliğine 1848 yılında Galata sarraflarının kurduğu bir özel şirketle başlanmıştır. Bu yöre daha sonra İngiliz, Alman ve Fransız şirketlerince işletilmiştir. Türkiye’de ilk linyit işletmeciliğini Almanlar başlatmıştır. Petrol aramalarına 1897 yılında özel kişilere ve yabancı şirketlere tanınan imtiyazla girişilmiştir. Almanların Berlin-İstanbul-Bağdat Demiryolu Projesi, Amerikalıların Chester Projesi, demiryolunun yanı sıra çevresinde petrol arama ve işletmeciliğini de içeriyordu.

İlk elektrik santrali 1902 yılında Tarsus’ta İsviçre ve İtalyan grubu tarafından kurulmuştur. Ardından o dönemki Osmanlı şehirleri olan Selanik, Şam ve Beyrut elektrikleştirilmiştir. 1910 yılında Macar Ganz şirketine verilen bir imtiyazla 1914 yılında İstanbul elektriğe kavuşmuştur. İstanbul’da kurulan Silahtarağa Santrali, Türkiye’nin ilk taşkömürü santralidir. 1913 yılında ise bu imtiyazları düzenlemek üzere, bugün halen yürürlükte bulunan Menafii Umumiyye Mütteallik imtiyazat (Kamu Yararına ilişkin Ayrıcalıklar) Hakkında Kanun çıkarılmıştır.

Cumhuriyet ilan olunduğunda, Türkiye’de toplam kurulu gücü 32.8 MW ve yıllık üretimi 44.5 GWh olan 38 santral bulunuyordu. Çoğunluğu motor gücü ile çalışan bu santrallerin 14 tanesi kişilere, 13 tanesi ortaklıklara ve 11 tanesi belediyelere aitti. Türkiye Cumhuriyeti’nin bugünkü sınırları içinde yalnızca İstanbul, Adapazarı ve Tarsus elektrikli kent durumunda idi. Halkın % 94’ünün elektriksiz kesimde yaşadığı o dönemde, kişi başına yıllık elektrik tüketimi yaklaşık 3 kWh olmuştur.

¹ Ütanır, a.g.e., ss. 243 - 250

Cumhuriyet öncesi uygulanan mekanizma yerli ve yabancı sermayeye açık olup, Yap-İşlet-Devret modeli ile bazı benzerlikleri bulunmaktadır. Ancak, temel farkı belirlenmiş bir enerji planlaması ve politikası olmadığı gibi, şirket seçimine yönelik kriterler yoktur, koşullar rekabet ortamından çok uzaktır.

1.1.2. 1923-1930 Dönemi

Bu dönemde uygulanan politikanın ana hatlarını, 1923 İzmir İktisat Kongresi belirlemiştir. Alınan kararlarla liberal ekonomi sistemi yerleştirilmeye çalışılmıştır. Taşkömürü alanında Fransız sermayeli Ereğli şirketi'nin yanı sıra, yerli özel sermayeye ait İş Bankası da işletmeciliğe girişmiştir. Ancak, İktisat Vekaleti'ne bağlı Havza İktisat Müdürlüğü ocakların işletilmesini kontrol altına almıştır. Linyitte özel sektör işletmeciliği sürmüştür.

1926 yılında çıkarılan bir yasa ile tüm petrol arama ve işletme yetkileri hükümete bırakılmıştır. Bu dönemde herhangi bir petrol bulgusu ile karşılaşmadığı gibi, yabancı şirketlerin arama yapma talepleri de olmamıştır. Petrol ürünleri pazarlamasında ise yabancı sermayeli şirketler varlıklarını sürdürmüşlerdir.

Elektrik konusunda imtiyazlı ortaklıklar politikası değiştirilmemiştir. Alman MAN ve AEG şirketlerince 1925 yılında dizel jeneratörle Ankara elektriğe kavuşturulmuştur. Elektrik sektörü Alman, Belçika, İtalyan ve Macar yabancı ortaklıklarının elinde kalmıştır. Ancak, yerli özel sermaye bu alana girmeye başlamıştır. Bugün de varlığını koruyan Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş. 1926 yılında kurulmuştur.

Bu dönemdeki santrallerin 3 tanesi taşkömürlü termik, 11 tanesi hidrolik, 27 tanesi dizel, 4 tanesi buhar makineli (lokomobil), 3 tanesi gaz motorludur. Dizellerin 8 tanesi 1930 yılında tamamlanmıştır. 1930 yılında Türkiye'nin kurulu gücü 74.8 MW, elektrik üretimi 106.3 GWh ve kişi başına yıllık elektrik tüketimi 6.2 kWh'dır. Dünya ekonomisinde ortaya çıkan krize koşut biçimde, Türkiye'de 1926'da başlayan ve 1929'da şiddetlenen ekonomik bunalım görülmüş, enflasyonist ortamda elektrik fiyatları aşırı yükseltilmiştir.

1.1.3. 1930-1950 Dönemi

Ekonomik bunalım batıda da filizlenen devletçilik görüşüne ağırlık kazandırmıştır. Yeterli özel sermaye birikimi sağlanamadığından, "mutedil devletçilik" uygulaması başlatılmıştır. 1933 yılında Birinci Beş Yıllık Sanayi Planı uygulamaya konulmuştur. Bu planda sanayileşmenin, ucuz enerji sağlanması ile mümkün olabileceğine değinilmiş, hidrolik ve termik kaynakların araştırılması istenmiştir. 1913 tarihli Menafii Umumiyyeye Müteallik İmtiyazat Hakkında Kanun'da, 1932 ve 1933 yıllarında yapılan değişikliklerle, imtiyazlı ortaklıkların vergi, resim ve harç muafiyeti kaldırılmıştır.

1933 yılında petrol arama teşkilatı kurulmasına gidilmiştir. Yine, 1933 yılında çıkarılan Belediye Kanunu ile belediyelere elektrik tesisi kurma ve işletme yetkisi verilmiştir. 1933

yılında Belediyeler Bankası, 1935 yılında sırasıyla Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü (MTA), Etibank, Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) kurulmuştur.

1938 yılında hazırlığı tamamlanan İkinci Beş Yıllık Sanayi Planı'nda özellikle madencilik, petrol, kömür kökenli sentetik akaryakıt, benzine katılacak alkol ve elektrik santrallerine ağırlık verilmiştir. Atatürk'ün ölümü ve İkinci Dünya Savaşı'nın başlaması, İngiliz sermaye ve teknolojisine dayalı biçimde yürütülmesi tasarlanan bu planın uygulamasını engellemiştir. 1941 yılında akaryakıt temininin güvencesi için Petrol Ofisi kurulmuştur.

Fransız sermayeli Ereğli şirketi'nin elindeki taşkömürü ocakları, 1936 yılında Devlet tarafından satın alınıp, Etibank'a devredilmiştir. 1949 yılında Amerikan Marshall yardımıyla yörenin geliştirilmesine çalışılmıştır. Linyit alanında hem kamu ve hem de özel sektör birlikte üretim yapmışlardır. 1950 yılında 2.8 milyon ton taşkömürü ve 1.2 milyon ton linyit üretilmiştir.

1940 yılında MTA Siirt-Raman'da ilk petrol yatağını bulmuştur. 1948 yılında Raman ekonomik üretime sokulmuştur. 1945 yılında Garzan alanında başlatılan çalışmalarla, 1951 yılında bu yörede üretim gerçekleştirilmiştir. 1950 yılında yerli petrol üretimi 18 bin tondur.

1938-1944 yılları arasında ülkedeki tüm yabancı sermayeli ve imtiyazlı yabancı elektrik ortaklıkları devletleştirilmiştir. Bu dönemde elektrik sektöründe bir yandan belediyeler, diğer yandan pek çok kamu kuruluşu görev yapmıştır. Belediyeler Bankası kaynak yetersizliği çekince, 1945 yılında İller Bankası olarak yeniden örgütlenmiştir. Dönemin elektrikte özel sermayeye karşı olduğu söylenemez. Çünkü 1926 yılında kurulan yerli özel sermayeli Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş. devletleştirilmemiştir.

İkinci Dünya Savaşı sonrası, 1945 yılında yeni bir kalkınma plan ve programı hazırlanmış, burada Etibank'ın enerji projelerine ağırlık verilmiştir. Avrupa Kalkınma Programı kapsamına alınması istemiyle ABD'ye sunulan sanayileşme ve enerji projelerinden istenilen krediler temin edilememiştir. Buna karşın tarımsal kalkınma programına kredi verilmiştir. Daha sonra Dünya Bankası'na dönen İmar ve Kalkınma Bankası da, Türkiye'ye büyük baraj ve hidroelektrik santraller yerine küçük tesisler kurmasını önermiştir. 1950 yılında Türkiye'nin kurulu elektrik gücü 407.8 MW, elektrik üretimi 789.5 GWh, kişi başına yıllık elektrik tüketimi 32 kWh olmuştur. Ancak, nüfusun % 23'ü elektrikten yararlanabilmiştir. Elektrifikasyonu gerçekleştirilmiş kesimde, kişi başına yıllık elektrik tüketimi ise 141 kWh'da kalmıştır.

1.1.4. 1950-1960 Dönemi

Bu dönemin ekonomi politikası, karma ekonomi kapsamında özel sektöre ağırlık vermek, yabancı sermayeyi ülkeye çekebilmek esasına dayandırılmıştır. Enerji politikası bu ilke ile biçimlendirilmiştir, ama özel sektörün geliştirilmesi istenirken kamu sektörünün geliştirildiği çelişkili bir dönem olmuştur. Bu dönemin önemli olaylarından birisi, 1949

yılında kurulan Dünya Enerji Konferansı Türk Milli Komitesi'nin 1953 yılında Birinci İstisari Enerji Kongresi'ni toplamış olmasıdır. Şura niteliğindeki bu kongrede; ülkenin enerji ihtiyacı ve bu ihtiyacın karşılanması için yapılan çalışmalar, elektrik üretimi ve tüketimin gelişimi, kömür, hidrolik kaynaklar ve enerji üretiminde diğer kaynaklardan yararlanma imkanları, kurulmasına girişilmiş belli başlı enerji tesisleri hakkında raporlar etüt edilmiştir.

Kömür alanında yeni bir kamu iktisadi teşebbüsü olarak 1957 yılında Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) kurulmuş, kömür işletmeciliği Etibank'dan bu kuruma aktarılmıştır. 1960 yılında taşkömürü üretimi 3.6 milyon ton ve linyit üretimi 4.1 milyon ton olmuştur. Linyit üretiminde özel sektörün payı 1950'deki % 17'lik düzeyden, 1960'da % 40'a çıkmıştır.

1954 yılı, petrol arama ve üretiminde devletçiliğin terk olunduğu bir dönüm noktasıdır. Petrol kaynaklarının özel girişim ve yabancı sermaye yardımıyla geliştirilip, değerlendirilmesini amaçlayan 1954 tarihli ve 6326 Sayılı Petrol Kanunu, milli petrol tartışmasını da başlatmıştır.

1954 yılında Petrol politikasının belirlenmesi ve yasanın uygulanması için Petrol Dairesi Reisliği kurulmuştur. Aynı yıl kamu sektörü petrol işletmeciliği için kamu sermayeli Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) oluşturulmuştur. 1957 yılında Petrol Kanunu'nda yapılan değişiklikle, yerli/yabancı özel sermayeli şirketlere rafineri kurma hakkı tanınmıştır. 1960 yılına kadar Türkiye'ye gelen yabancı petrol şirketlerinin sayısı 19'dur.

Petrol Kanunu'un kabulünden sonraki on yıllık dönem Türkiye'de sıçrama dönemi olarak değerlendirilir. Yapılan jeolojik ve jeofizik çalışmalardaki artış sonunda sondaj faaliyetlerinde de artış olmuş ve birçok yeni petrol sahası keşfedilmiştir. Jeolojik ve jeofizik etütler 1958 yılında 164 ekip-ay jeoloji ve 157 ekip-ay jeofizik çalışma ile ilk sıçramasını yaparken (PİGM, 1982) sondaj faaliyeti de 1965 yılına kadar devamlı olarak artmıştır (Şekil 1). TPAO yeni sahalar keşfederken yabancı şirketlerin ilk keşfi olan Kahta sahası California Asiatic şirketi tarafından 1958 yılında keşfedilmiştir. Mobil, ilk keşfi olan Bulgurdağ sahasını 1960 yılında, büyük sahası olan Şelmo'yu 1964 yılında, Shell ise ilk keşfi olan Kayaköy sahasını 1961 yılında bulmuştur. Hızla artan toplam üretim 1955 yılında 178 bin ton iken, 1960 yılında 375 bin ton olarak gerçekleşmiştir.

Dönemin önemli bir özelliği, elektrik işletmeciliğinde yabancı sermayeyi içermeyen özel sektör ortaklıklarının oluşturulmasıdır. 1952-1956 yıllarında özel sermayeli dört tane anonim şirket oluşturularak, kendilerine bölgesel imtiyaz tanınmıştır.

1952 yılında, Kuzey Batı Anadolu Elektriklendirme T.A.O.'na Sarıyar Barajı'ndan elektrik üretilmesi ve bunun Kuzeybatı Anadolu'da satışı imtiyazı verilmiş, ama bu şirket yürümemiştir. Seyhan Barajı ve Hidroelektrik Santrali'nden elektrik üretilmesi, bunun tüketim merkezlerine taşınması ve toptan satışı için Çukurova Elektrik T.A.Ş.'ye 1953 yılında imtiyaz verilmiş, bu şirket bugüne kadar büyümesini sürdürmüştür.

Gediz Demirköprü Barajı ve Hidroelektrik Santrali'nden elektrik üretilmesi, bunun tüketim merkezlerine taşınması ve toptan satışı için oluşturulan Ege Elektrik T.A.Ş.'ne 1955 yılında imtiyaz verilmişse de, bu şirket de yürütülemeyerek, 1971 yılında tasfiye olunmuştur. Antalya Kepez'de hidroelektrik santral kurulması, üretilen elektriğin tüketim merkezlerine taşınması ve toptan satışı için 1956 yılında imtiyaz verilen Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik Santralleri T.A.Ş., bazı sermaye değişiklikleri ile varlığını geliştirerek sürdürmüştür.

Bu dönemde ülkenin elektrifikasyonunda termik santrallerin yanı sıra hidroelektrik santrallerle yönelinmiştir. Büyük barajların yapımı amaçlanarak, 1953 yılında Devlet Su İşleri (DSİ) kurulmuştur. 1950 yılında 389.9 MW olan termik kurulu güç, 1960 yılında 860.5 MW'a ulaşırken, 1950 yılında 17.9 MW olan hidrolik kurulu güç, 1960 yılında 411.9 MW'a çıkarılmıştır. Böylece toplam kurulu güç 1272.4 MW olmuştur.

1960 yılında 2815.1 GWh elektrik üretilmiş, kişi başına yıllık tüketim 86 kWh'a ulaşmış, nüfusun % 31.6'sı elektrikten yararlanır duruma getirilmiştir. Elektrifikasyonu tamamlanmış yörede yaşayan nüfusa göre kişi başına düşen yıllık tüketim 276 kWh'a ulaşmıştır.

1.1.5. 1960-1980 Dönemi

Anayasa uyarınca bu dönem, planlı kalkınmanın başlatıldığı ve geliştirildiği, enerji sektöründe devletçilik yanı ağır basan karma ekonominin uygulandığı bir dönemdir. Beşer yıllık üç kalkınma planı tamamlanmış ve dördüncüsüne başlanmıştır. Yapılan planlarda kalkınma öne çıkarılmış, sınıai kalkınmanın ön koşulu olan enerji yatırımlarına ağırlık verilmiştir.

Enerjinin açıkça ortaya çıkan önemi karşısında, bu döneme dek çoğu Sanayi Bakanlığı'na bağlı olsa da, Başbakanlıktan Bayındırlık ve Ticaret Bakanlıklarına dek çeşitli kuruluşlara dağılmış enerji işleri, ulusal enerji politikası uygulamak amacıyla 1963 yılında kurulan, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) çatısı altında toplanmıştır.

Türkiye'nin birincil enerji üretimi, 1960'daki 9 540 Btep düzeyinden 1980'de 18 857 Btep düzeyine çıkarılmıştır. 1980'deki üretimin % 21.8'i linyit, % 19.5'i tezek, % 15.6'sı odun, % 14.7'si hidrolik enerji, % 14.2'si petrol, % 12.7'si taşkömürü ve % 1.5'i de asfaltit ve doğal gazdan sağlanmıştır.

Genel enerji tüketimindeki gelişme ise, 1960'da 11 208 Btep'den 1980'de 33 473 Btep'e yükselmiştir. 1980 yılındaki tüketimin % 47.8'i petrol, % 23.8'i odun ve tezek, % 19.8'i taşkömürü ve linyit, % 7.5'i hidrolik enerji, % 1.1'i ise asfaltit, doğal gaz ve ithal elektrik payıdır.

1973 ve 1977 yıllarında, petrol fiyatlarının aşırı artmasına dayalı iki petrol krizi yaşanmıştır. Enerji tüketiminin büyük ölçüde petrole dayandırılmış olması, petrol krizleri ile ekonomiyi darboğaza sokmuştur. Petrol satan ülkeler örgütü OPEC'in tutumuna karşı, OECD bünyesinden doğan Uluslararası Enerji Ajansı'nın kurucu üyeleri arasında Türkiye de yer almıştır.

İrdelenen dönemde taşkömürü alanında bir yapısal değişiklik görülmemiş, üretimi sürekli artışla 1967 yılında 5 milyon tona ulaşmışsa da, sonraki dönemlerde dalgalanarak düşmüş ve 1980 yılında 3.6 milyon ton olmuştur. 1973 yılından sonra giderek artan taşkömürü ithalatı başlamıştır.

Birkaç dalgalanmanın dışında linyit üretimi sürekli artmıştır. 1978 yılına gelindiğinde linyit üretimi 15.1 milyon tona ulaşmıştır. Ancak, üretimin % 67'si kamu sektörü tarafından yapılırken, bilinen linyit rezervlerinin önemli bölümünün ruhsatlarına sahip özel sektörün üretimi, % 33 düzeyinde kalmıştır.

Yaşanan dünya petrol bunalımının etkisi, linyite dayalı termik elektrik santralleri planlanması nedeni ile 1978 yılında, Devletçe işletilecek Madenler Hakkında Kanun çıkarılarak, özel sektör linyit yataklarının devletleştirilmesine gidilmiştir. Bu işlem tutarlı biçimde yapılamadığından, 1979 yılında linyit üretimi düşmüş ve 1980 yılında 14.5 milyon ton'da kalmıştır.

Dönemin ilk yarısında Petrol Kanunu ve milli petrol çekişmesi nedeni iç politik çatışmalar yaşanmıştır. 1973 yılında Petrol Kanunu'nda değişiklik yapılmış, yerli ve yabancı özel sermayenin varlığı korunmakla birlikte, arama ve işletme ruhsatlarının süresi kısaltılmış, TPAO'nun ruhsat sayısının artmasına olanak tanınmıştır.

Petrol Dairesi Reisliği, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü olarak yeniden düzenlenmiştir. 1974 yılında TPAO'nun bağlı ortaklığı olarak Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) kurulmuştur. Dönem içinde yerli petrol üretimi 3.6 milyon tona çıkabilmişse de, 1980 yılında 2.3 milyon ton düzeyinde kalmıştır. Bu üretimin % 60'ını yabancı petrol şirketleri gerçekleştirmiştir.

Planlı ekonomi politikasının elektrik sektörüne getirdiği yenilik, imtiyazlı özel elektrik ortaklıkları politikasının terk olunmasıdır. 1970 yılında elektriğin üretim, iletim, dağıtım ve ticaretini yapacak bir tekel olmak üzere, kamu iktisadi teşebbüsü olarak, Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. Ancak, geçmişte oluşturulmuş imtiyazlı ortaklıklar, yasadaki hükümlerle varlıklarını koruyabilmişlerdir.

Bu dönemde mega elektrik santralleri projelerine girişilmiş olmakla birlikte, dönemin bir özelliği tüm santrallerin büyük gecikmelerle tamamlanmış olmasıdır. Böylece elektrik kesintileri dönemi görülmüştür. Kurulacak santrallere yerli elektromekanik ekipman sağlamak üzere, Türkiye Elektromekanik Sanayi A.Ş. (TEMSAN) 1977 yılında kurulmuştur.

1970 yılında 1 509.5 MW olan termik kurulu güç, 1980 yılında 2 987.9 MW'a çıkarken, 1970'de 725.4 MW olan hidrolik kurulu güç, 1980'de 2 130.8 MW'a çıkmıştır. 1980 yılında 5 118.7 MW kurulu güçle 23 275.4 GWh elektrik üretilmiş ve kişi başına yıllık net elektrik tüketimi 459 KWh olmuştur. Nüfusun % 79.7'si elektrikten yararlanır duruma gelmiştir. Elektrikli yörede yaşayan nüfus başına tüketim ise 576 kWh'a ulaşmıştır.

Bu dönemde kömür, petrol, hidrolik enerji, elektrik planlamaları ve politikaları yanısıra, nükleer enerji planlaması ve politikası, alternatif enerji kaynakları politikası gibi yeni politikalar biçimlenmeye başlamıştır. 600 MW'lık ilk nükleer santralin inşasına girilmek istenmiş, ama kredi bulunamamıştır.

1.1.6. 1980 Sonrası Dönem

1983, 1985 ve 1993 yıllarında yasal düzenlemelerle Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yeniden örgütlenmiştir. Ancak, bakanlığın bağlı ve ilgili kuruluşlarında sürekli değişiklik yapılması, enerji ile ilgili bazı kuruluşlar bu kapsam dışına çıkarılırken, enerji ile ilgisi olmayan kuruluşların alınması, enerji işlerinin yürütülmesi açısından olumsuzluklar oluşturmuştur.

Taşkömürü çalışmaları, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'ndan ayrılmıştır. 1983 yılında iktisadi devlet teşekküllerini ve kamu iktisadi kuruluşlarını yeniden düzenleyen kanun hükmünde kararnameyle, Ereğli Kömürleri İşletmesi Müessesesi yerine, Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) kurulmuştur. 1982 yılında taşkömürü üretimi 4 008 000 ton idi. 1974'de taşkömürü üretimi 4 965 000 tona bile çıkmıştı. 1997 yılında yapılan üretim ise 2 513 000 ton düzeyinde kalmıştır. Son yıllarda sürekli düşüş görülmüştür. Buna karşın, TKİ tarafından yapılan linyit üretimi ise 1983 yılında 20 956 000 ton'dan, 1997 yılında 57 387 000 tona çıkarılmıştır.

Yine 1983 yılında çıkarılan ve Petrol Kanunu'nda değişiklik yapan 2808 Sayılı Kanun ile petrol aramaları özendirilmiştir. şirketlere keşfettikleri sahalardan yapacakları ham petrol üretiminin karalarda % 35'ini, denizlerde % 45'ini, her türlü vergi ve resimlerden muaf olarak ihraç ve bundan kazanılacak dövizli yurt dışında muhafaza etme, yabancı personel çalıştırma imkanı tanınmış, şirketin gerekli gördüğü teçhizatın gümrük, diğer ithal vergi ve resimlerden muaf olarak ithaline izin verilmiş, arama ruhsatlarında ise Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ayrıcalığı sürdürülmüştür.

2808 Sayılı Kanun'un yürürlüğe girmesiyle birlikte, Türkiye'deki bazı holdingler de petrol aramaya kalkışmış, ancak büyük riskli harcamalar nedeni ile başarı sağlamadan çalışmalarına son vermişlerdir. Genelde yerli ve yabancı sermayeli şirketlerin petrol arama çalışmaları canlanmıştır.

Türkiye'nin ispatlanmış rezervlerine bağlı olarak, 1985 yıl sonu itibariyle kalan üretilebilir petrol rezervi 20.8 milyon ton olarak gösterilirken, 1997 yıl sonu itibariyle bu değer ikiye katlanarak 46.3 milyon tona çıkarılabilmişse de yeterli değildir. Özellikle, son yıllarda yapılan üretimi karşılayacak rezerv artışı bile sağlanamamaktadır.

Türkiye’de keşfedilen 94 petrol sahasının 46 tanesi 1980 sonrasında keşfedilmiştir. Bu sahalardan 30 tanesi TPAO’ya aittir. Türkiye’deki 21 doğal gaz sahasının 13 tanesi de 1980 sonrasında keşfedilmiş olup, 9 tanesi TPAO’nun elindedir. Türkiye’nin yerli petrol üretimi 1980 yılındaki 2 330 000 ton iken, 1991 yılında 4 451 000 tona yükselmiş, sonraki yıllarda düşerek 2002 yılında 2 445 714 ton’da kalmıştır. 1980 yılındaki üretimin % 40’ı, 1991 yılındaki üretimin % 74’ü, 2002 üretiminin de % 70’i TPAO tarafından sağlanmıştır. Doğal gaz üretiminin % 99.8’i TPAO tarafından yapılmaktadır.

Bu sonuç, TPAO’na arama bölgelerinde tanınan ayrıcalıklarla ve yabancı şirketlerin teşviklerinin yeterli olmamasından ortaya çıkmıştır. Yabancı şirketlerin nakit, makine-teçhizat ve malzeme biçiminde getirdikleri sermayeye göre dışarıya daha az bir transfer yaptıkları, Türkiye’deki çalışmalarının kendileri için kazanç sağlamadığı görülmektedir. Bu durumun karşılıklı ve eşit çıkar ilkesi ile düzeltilmesi gerekir.

Sovyetler Birliği’nden doğal gaz sevkıyatına dair 1984 yılında yapılan anlaşmaya bağlı olarak, 1986 yılında da BOTAS ile Soyutgazexport arasında 25 yıl süreli doğal gaz alım satım anlaşması imzalanmıştır. Aynı yıl inşasına girilen hatla 1987 yılında doğal gaz ithaline başlanmıştır. 1987 yılında 438 milyon m³ olan doğal gaz ithali, 1997 yılında 9 885 milyon m³ düzeyine ulaşmıştır. BOTAS, 1995 yılında TPAO’nun bağlı ortaklığı statüsünden çıkarılmış, 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararname kapsamında iktisadi devlet teşekkülü olarak yapılandırılmıştır.

1984 yılında, TEK’in tekeline son veren 3096 Sayılı Kanun çıkarılmıştır. Bu kanunda Yap-İşlet-Devret deyimi yer almamakla birlikte, Yap-İşlet-Devret (BOT) Kanunu diye bilinir. Bu kanun ile başlangıçta 2149.5 MW’lık hidroelektrik, 2x500 MW ve 1600 MW’lık ithal kömüre dayalı termik santrallerin hemen inşaatına başlanıyor gibi açıklamalar yapılmasına karşın, kanun çıkarılırken kimsenin aklına gelmeyen ağır bürokratik işlemlerle karşılaşmış, ilk büyük ölçekli projelerin onaylanarak inşaata başlanması, kanunun yürürlüğe girmesinden 12 yıl sonra gerçekleşmiştir.

1993 yılında Bakanlar Kurulu kararı ile TEK ikiye bölünerek, Türkiye Elektrik Üretim-İletim A.Ş.i (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) diye iki yeni kamu işletmesi kurulmuştur. Ayrıca, sonra özelleştirilmek üzere TEDAŞ’a bağlı 7 adet dağıtım şirketi oluşturulmuştur.

1994 yılında Yap-İşlet-Devret modelini geliştirmek için 3996 Sayılı Kanun çıkarılmıştır. 1994 yılında çıkarılan 4047 ve 1996 yılında çıkarılan 4180 Sayılı Kanunlar ile 3996 Sayılı Kanun’da değişiklik yapılmıştır. İlk değişiklikle elektrik yatırımları, eski 3096 Sayılı Kanun’a bağlanmıştır.

Daha sonra ortaya konulan Yap-İşlet modeli için, ilk kez 1996 yılında bir kararname ve ardından 1997 yılında 4283 Sayılı Kanun çıkarılmıştır. 3996 ve 4180 Sayılı Kanunların bazı maddelerinin Anayasa Mahkemesi tarafından iptal edilmesi, yerli ve yabancı sermayeyi çekingen yapmış olup, gerek Yap-İşlet-Devret ve gerekse Yap-İşlet modelleri ile beklenen gelişme sağlanamamıştır.

1997 yılında Türkiye'nin kurulu gücü 21 889.4 MW'a, elektrik üretimi 104.3 GWh'a çıkmış, ancak elektrik yetersizliği başladığından 2.5 GWh elektrik ithalatı yapılarak 106.8 GWh elektrik tüketime sunulmuştur. Böylece Cumhuriyetin 75. yılına gelirken, Türkiye'nin kurulu gücü 75 yılda 668 kat artmıştır.

Türkiye'de nüfusun hemen tamamı elektrikten yararlanır durumdadır, ama talebin tam karşılandığı söylenemez. Kişi başına yıllık elektrik tüketimi brüt 1 347 kWh'a ve net 1 281 kWh'a ulaşmıştır. Ancak, bu değer dünya ortalamasının % 60'ı, G-7 ülkeleri ortalamasının ise % 15'i düzeyindedir.

1.2. Türkiye'de Elektrik Enerjisi Sektöründe Reform Çalışmaları

Günümüzde başta OECD ülkeleri olmak üzere dünya ülkelerinin bir çoğunda, dikey bütünleşik yapıların sektörel fonksiyonlara göre bölündüğü ve tüketiciye ucuz, kaliteli ve güvenilir bir enerji arzı öngören rekabete dayalı serbest elektrik piyasaları oluşmaya başlamıştır. Elektrik enerjisi artık, rekabet ortamında alınır satılır ticari bir maldır.

Ağ sanayi konumundaki sektörlerin serbestleşmesi olgusunun benimsenmeye başlamasından çok daha önce kamunun ticari faaliyetlerden çekilmesini ve özel sektörün katılımını öngören bir özelleştirme yaklaşımı mevcuttu. Ancak, bu kapsamda yapılan özelleştirmeler bir imtiyaz devri niteliği taşıyor ve geniş bir yelpazeye yayılan garantili modellerle destekleniyordu. Oysa serbestleşen piyasaların en temel unsuru, piyasa risklerinin tümüyle sektör katılımcıları tarafından üstlenilmesidir. Serbest piyasalarda dağıtılan imtiyazlar değil piyasa riskleridir.

Ülkemizde serbest piyasa öncesi uygulanan YİD ve İHD gibi finansman temin amaçlı modeller bu öngörüğü destekleyen en çarpıcı yarı özelleştirme örnekleridir. Bu tür ve benzeri finansman modelleri sürdürülebilir olmadığı gibi serbest piyasaya geçişi zorlaştırıcı nitelik taşımaktadır.

Türkiye'de Elektrik Piyasası Kanunu reformları şu şekilde gerçekleşmiştir²:

1. Aşama: 3 Eylül 2002 tarihinden itibaren lisansların verilmesine başlanmıştır.
2. Aşama: Yasanın yürürlüğe girişinden sonra kabul edilmişin 2. yılı olan 3 Mart 2003, Serbest Tüketici Günü olarak ilan edilmiştir. Bu tarihten itibaren, yasada belirtilen serbest tüketici tanımına uyan tüketiciler tedarikçilerini serbest piyasa koşullarında seçmektedir.
3. Aşama: 2004 yılı son çeyreğinde Mali Dengeleme ve Uzlaştırma süreci başlamıştır.

² Murat H. Erenel, "Elektrik Enerjisi Sektörü Reformunda Durum Değerlendirmesi", *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Nisan 2004, ss.80 – 81.

4.Aşama: Özelleştirmenin tamamlandığı tarih olup, tam anlamıyla liberal bir piyasadan ancak bu tarihten sonra söz edilebilecek ve reform aşamaları tamamlanmış olacaktır.

Lisans yönetmeliğine göre faaliyet konuları esas alınarak kurumdan (EPDK) alınabilecek lisanslar şunlardır: Üretim lisansı, otoprodüktör lisansı, otoprodüktör grubu lisansı, iletim lisansı, dağıtım lisansı, toptan satış lisansı, perakende satış lisansı. Belirttiğimiz lisans sahiplerini tüketicilerle birlikte piyasanın oyuncuları olarak adlandırabiliriz. Ancak elektrik piyasasının güncel durumunu dikkate alırsak kamuya ait tabii oyuncuları da bunların arasına katmamız gerekir. Bunlar; Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) ve görevli şirketler, Türkiye Elektrik ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) şeklinde sıralanabilir³.

Çizelge 1.1: Türkiye’de Mart 2004 Tarihinden İtibaren Üretim Faaliyetlerine ve Kurulu Güce Göre Verilen Lisans Sayıları

Üretim Faaliyeti	Verilen Lisans Sayısı (16 Mart 2004 tarihi itibariyle)	Kurulu Güç (MW)
Rüzgar	27	971
Hidrolik	3	61
Termik	40	1.385
Toplam	70	2.417

Kaynak: Enerji ve Kojenerasyon Dünyası, 2004, Nisan, İstanbul, s.51

3 Mart 2003’de serbest tüketici limiti 9 Milyon kWh ve piyasa açıklık oranı %23 iken, 27 Ocak 2004 tarihinde alınan kurul kararı ile serbest tüketici limiti 7,8 kWh’e inerken, piyasa açıklık oranı %29’a yükselmiştir.⁴

Türkiye açısından önemli bir husus dağıtım bölgelerinin sayısı ve yeniden yapılandırılmasıdır. İncelenen ülkeler rekabeti geliştirmek, verimliliği ve hizmet kalitesini arttırmak ve aynı zamanda çapraz sübvansiyonları da önlemek amaçlarıyla dağıtım bölgelerinin sayısını ve büyüklüğünü belirlemiştir. İncelenen örneklerde ülkelerin dağıtım bölgelerinin sayılarının 5 ile 17 arasında değişmektedir. Seçilmiş bazı ülkelerin dağıtım bölgesi sayıları aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

³ Tahsin Armağan, “Elektrik Enerji Piyasasında Mali Uzlaştırma Uygulamaları ve Çözümü”, *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Nisan 2004, s. 51.

⁴ Erenel,a.g.m., s. 81.

Çizelge 1.2: Seçilmiş Ülkelerde Dağıtım Bölgesi Sayısı

Ülke	Dağıtım Bölgesi Sayısı(DB)
İngiltere	12 DB
İrlanda	6 DB
Çek Cumhuriyeti	8 DB ve Şirketi
Slovenya	5 DB ve Şirketi
Bulgaristan	7 DB ve Şirketi
Arjantin	17 Bölgesel Dağıtım Şirketi

Kaynak: IEA/Competition In Electricity Markets 2001 OFGEM

Reformla ulaşılması amaçlanan hedeflerden biride verimliliğin artışı sonucunda fiyatlarda düşüşlerin sağlanmasıdır. Reform gerçekleşen ülkelerin hemen hepsinde enerji fiyatları reform öncesine göre gerilemiştir. Aşağıda verilen tabloda AB ülkeleri ile incelenen Arjantin ile Avustralya'nın fiyatlardaki düşüşler görülmektedir. Bu fiyat düşmeleri de tüketicilerin refah düzeylerinde olumlu katkı olarak yansımaktadır⁵.

Çizelge 1.3: Reform Uygulayan Bazı Ülkelerde Elektrik Fiyatlarındaki Düşüşler

Ülkeler	Yıl Aralığı	Sanayi	Mesken
İngiltere	1992 – 2001	%36,8	%25,1
Almanya	1998 – 2000	%38,8	%23,8
Finlandiya	1995 – 2001	%36,6	%29,3
Danimarka	1998 – 2001	%11,7	%8,4
Portekiz	1999 – 2001	%15,3	%16,3
		Ortalama	
Avusturya	1993 – 1999	%38	
Arjantin	1992 – 1998	%57	

Kaynak: IEA statistics – Energy Prices and Taxes – 1rd Quarter 2001
IEA/OECD Energy Prices and Taxes

Reform süresince ülkelerin dağıtım sisteminde arızaların zamanla azaldığı görülmektedir. Ayrıca incelenen ülkelerde piyasa düzenlemeleri ve etkin denetim sonucunda enerji üretim ve tüketimi sonunda ortaya çıkan ve çevreye zarar veren karbondioksit emisyonu, kükürt ve diğer atık oranlarında ciddi azalmalar sağlanmıştır. İngiltere örneğinde reformlar ile sistemin emre amade olma oranı %100'e ulaşmıştır.

⁵ Cahit Akıncı, "Dünyadaki Enerji Piyasası Reformları", *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Ocak – Şubat 2004 , s. 56.

Türkiye için çok önemli konulardan biride dağıtım kayıplarıdır. AB ülkelerinde iletim ve dağıtım kayıpları 1980 – 2000 arası dönemde, ortalama olarak %9,5'ten %7,5 oranına düşmüştür. Türkiye'de ise tam tersi bir yönelim söz konusudur, 1980 – 2000 arasında ülkemizde elektrik kayıp – kaçak oranı %12,5'lardan %20 seviyesine yükselmiştir⁶.

1.2.1. Elektrik Enerji Piyasasında Mali Uzlaştırma

Elektrik piyasası kanunu, bir dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasıyla bütünlenen, özel hukuka tabi ikili anlaşmaya dayalı bir piyasa yapısını öngörmektedir.

Bu piyasada, elektrik enerjisi alım ve satımları tedarikçiler ile müşterileri arasında; fiyat ve koşulları serbestçe müzakere edilerek belirlenen özel hukuka tabi ikili anlaşmalarla yapılmaktadır.

Tek alıcı ve tek satıcı sisteminin mevcut olduğu, rekabete dayalı olmayan yapılarda, tüketilen enerjinin kimin enerjisi olduğu ya da enerjinin aynı zaman dilimi içerisinde kimin tarafından üretildiği ve tüketildiği önemli değildir.

Rekabete dayalı elektrik piyasalarında ise bir müşterinin tükettiği elektriğin, sisteme kayıtlı tedarikçisi tarafından üretilip üretilmediği sorgulanmaktadır. Bu sorgulanma sonrasında, elektriğin aynı zaman dilimi içerisinde tedarik edilip tüketildiği hususunda mutabakat sağlanmasına ve saptanan farklılıklardan dolayı oluşan maliyetlerin belirlenmesine "Mali Uzlaştırma" adı verilmektedir⁷.

Mali Uzlaştırma sistemi;

- Elektrik enerjisinin piyasalaştırılmasını,
- İletim ve dağıtım sisteminin optimum şekilde kullanılmasını,
- Verimlilik artışını,
- Atıl yatırımların engellenmesini sağlamaktadır.

Bu çerçevede;

- Elektrik enerjisi ihtiyacının gerçek zamanlı ve tam olarak karşılanması,
- Anlaşmaların, müşterinin yük eğrisini karşılayacak şekilde yapılması,
- Anlaşma tarafı olan tedarikçilerin, uygun alım anlaşmalarına veya uygun bir üretim portföyüne sahip olmaları gerekir.

⁶ Akıncı, a.g.m., s. 57.

⁷ Erenel, a.g.m., s. 82.

Bir müşterinin elektrik ihtiyacı tam olarak karşılanmadığı takdirde;

- Yük alma ve yük atma teklifleri sıralanmakta,
- En uygun teklif vermiş üreticilere yük alma ve ya yük atma talimatı verilmekte,
- Dengesizliğe neden olan katılımcı, sistem dengesizlik fiyatına göre ücret ödemek zorunda kalmaktadır.

Tedarikçiler ile müşteriler arasındaki anlaşmalar iki şekilde yapılabilir⁸:

A. Tam Tedarik Anlaşmaları: Bu anlaşmalarda tedarikçi, tüketicisinin zamanlı olarak tükettiği enerjiyi karşılamak zorundadır. Tedarikçi, karşılayamadığı enerjiyi Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezin den (PMUM) zamanlı olarak yük alma fiyatları üzerinden temin eder. Sisteme verilen fazla enerji ise, yük alma fiyatları üzerinden PMUM tarafından satın alınır. Ancak tam tedarik anlaşmalarında tüketici de mali uzlaştırmaya karşı sorumlu olabilir.

B. Sabit Miktarlı Anlaşmalar: Anlaşmaya göre hangi tarafın mali uzlaştırmaya karşı sorumlu olacağı PMUM'a bildirilir. Sabit miktarlı anlaşmalarda katılımcılar, alım satımını taahhüt ettikleri miktarları PMUM'a bildirirler ve mali uzlaştırma bildirilen bu miktar üzerinden yapılır. Tüketicilere yapılacak sabit miktarlı anlaşmalarda dengesizliklerden PMUM'a karşı tedarikçi sorumludur.

Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi tarafından anlaşmalarda takip edilecek yol şu şekildedir: Katılımcılar öncelikle Türkiye Elektrik Mali Uzlaştırma Merkezine ait internet sayfasındaki formu kaydolurlar. Kaydın yapılmasını izleyen 10 işgünü içinde ölçüm sistemleri katılımcının müracaatı üzerine TEİAŞ veya dağıtım şirketi tarafından kendisine yapılan yazılı bildirimde yer alan tarih ve saatte kayıt altına alınır. PMUM'a verilen bilgiler bilhassa sabit miktarlı anlaşmalar için bir sonraki ayda geçerli olmak üzere her ayın 20'sine kadar değiştirilebilir. PMUM'a bildirilen ölçüm değerleri vasıtasıyla, anlaşmalardaki toplam satış miktarı tespit edilir. Elektrik enerjisi açığı veya fazlası bu tespitlerle hesaplanır. Bu hesaplamalara göre bulunan enerji açığı yük alma fiyatlarından hesaplanarak tutarı her ayın 20'sine kadar katılımcıya bildirilir ve bildirim alındığı tarihten itibaren 5 işgünü içinde TEDAŞ tarafından fatura edilir. Şayet enerji fazlası varsa bu fazla, yük atma fiyatlarından hesaplanarak tutarı her ayın 20'sine kadar katılımcıya bildirilir ve katılımcı bildirim aldığı tarihten itibaren 5 iş günü içinde faturasını TEDAŞ'a gönderir.

⁸ Armağan, a.g.m., s. 52.

Piyasa Mali Uzlaştırma Tebliği'nin uygulanmasına 1 Aralık 2003 tarihinden itibaren başlanmıştır. Ancak piyasanın ana unsurları olan Elektrik Üretim A.Ş. ve bağlı ortaklıkları ile yap işlet devret ve işletme hakkı devri modeline göre üretim yapan tesisler, bu tebliğ dışında tutulmuştur. Ayrıca rüzgar enerjisi ve kanal tipi hidroelektrik santrallere bu tebliğin ana unsurları uygulanmamaktadır⁹.

Mali uzlaştırma işlemlerinde tüm piyasa katılımcılarının yük alma – yük atma tekliflerinin dikkate alınması suretiyle zamanla Dengeleme ve Uzlaştırma sistemine geçilmeye başladığında¹⁰;

- Yük alma – yük atma teklifleri yeterli kapasiteye sahip tüm üretim tesisleri tarafından verilebilecek,
- Yük alma ve yük atma fiyatlandırması düzenlenmeyecek,
- Çalışma ve tatil günleri ayrı uzlaştırılacak
- Zaman içerisinde günlük uzlaştırma başlayacak ve bu aşamada bir gün sonraki üretim – tüketim programları verilebilecek
- Günlük programları takiben saatlik programlar yapılmaya başlandığında, spot piyasadan da enerji alımı mümkün olacak,
- Sonuçta, saatlik baza indirilmiş verilerle daha hassas bir mali uzlaştırma yapılması mümkün olurken, Kanunla öngörülen amaç tamamıyla karşılanmış olacaktır.

Sonuç itibariyle elektrik enerjisi sektörünün serbestleşmesi, uzun soluklu, koordinasyon gerektiren kapsamlı bir reform sürecidir. Serbestleştirme sürecinde azımsanmayacak mesafeler kaydedilmiştir. Ancak özelleştirmelerin gerçekleştirilmemiş olması reform sürecini yavaşlatmaktadır.

Reform sürecinde başarı için piyasa katılımcılarına güven verilmesi hayati önem taşımaktadır. Uluslararası gelişmeler sadece üretim tarafına odaklı yaklaşımların ciddi sorunlara yol açabileceğini göstermiştir.

Serbestleştirilmiş piyasalarda kaynakların en verimli şekilde kullanılabilmesi için olmazsa olmaz şart, piyasada rekabetin ve bu rekabeti adil kılacak etkin bir düzenlemenin tesis edilmiş olmasıdır. Bunun yanı sıra, rekabetçi bir ortamda yatırım yapılması için düzenleyici risklerin asgari düzeyde olduğu istikrarlı bir yapı, şeffaf ve eşit taraflar arasında ayırım gözetmeyen bir uygulama ve bunların oluşturduğu güven ortamı vazgeçilmez ön koşullardır.

⁹ Armağan, a.g.m., s. 52.

¹⁰ Erenel, a.g.m., s. 83.

Serbest bir piyasada stratejik bir bakış açısıyla ortaya konulmuş genel politikalara ihtiyaç duyulmaktadır. Ancak bu yaklaşım, alışlagelmiş, klasik anlamdaki bir merkezi planlamanın müdahaleci yapısından tamamen farklıdır. Planlama anlayışı, tüm dünyada yaptırımcı merkezi planlama anlayışından yönlendirici stratejik planlamaya dönüşmüştür. Piyasa, rekabet ortamını bozmayacak şekilde genel politikalara uygun olarak vergi, teşvikler gibi ekonomik araçlarla yönlendirilmektedir.

Devlet serbest piyasa ekonomisinde oyunun kurallarını belirleyen ve oyuna direkt müdahale etmeyen, ancak gerektiğinde sınırlı müdahalelerde bulunan bir konumdur. Devlet, yatırımların kamuya bir yük getirmeyecek şekilde özel sektör tarafından yapılması için uygun ortamı sağlamakla yükümlüdür. Bunlar yerine getirildiği takdirde piyasa oluşumunun her geçen gün güçlenerek devam edeceği açıktır¹¹.

1.3. Türkiye’de Petrol Piyasasında Düzenlemeler ve Yeni Petrol Piyasası Kanunu

Ülkemizde, 1954 yılında düzenleyici yasanın eksik görülmesi ile 6326 sayılı Petrol Yasası çıkarılmıştır. Bu yasa döneminin en iyileri arasında olarak değerlendirilmiş ve o yıllarda pek çok yabancı (Shell, Mobil, BP vb.) şirket, Türkiye’de petrol arama çalışmalarına girmiştir. Ancak daha sonraki yıllarda gelen farklı hükümetlerce üzerinde değişiklikler yapılan bu yasa, temel özelliklerini zaman içinde kaybetmiştir. Hatta kimi zaman devletleştirme nedeniyle devreden bile çıkmıştır.

1980 yılı sonrası ise bir takım düzenlemelerle yeniden yürürlüğe giren bu yasa şimdiki haliyle yatırım çekmek yerine var olan yatırımları kaçırmaya hale gelmiştir. Ayrıca kısmen devletçi kısmen de yetersiz denetim nedeniyle eksik ve tekelleşmeye açık bir hal almıştır.

Bu yapı nedeniyle, TPAO ve bazı özel petrol şirketleri ihtiyaçlarından çok daha fazla ruhsat alanını yıllarca hiçbir yatırım yapmadan kapatmıştır. Böylece petrol potansiyeli sahip olduğu düşünülen alanların ciddi aramacılara kapatılması sonucu ülkenin petrol sektörü büyük ölçüde gerilemiştir. Yerli ya da yabancı yeni şirketlerin yatırım yapmasını engelleyen bu durum ülke ekonomisindeki düşüş nedeniyle yurdumuzdaki petrol arama çalışmalarını durma noktasına getirmiştir. Arama çalışmalarının durmasının kaçınılmaz sonucu olarak ülkemizin petrol üretimi düşmeye başlamıştır¹².

2003 yılı sonu itibariyle petrol üretiminde ve piyasasında bu durumu son vermek için hazırlanan yasa yürürlüğe girmiştir. Bundan sonra Enerji Piyasasını Düzenleme Kurulunun çıkaracağı mevzuatlar piyasanın düzenlenmesine yön verecektir.

¹¹ Erenel, a.g.m., s.84.

¹² Ongun Yoldemir, “Yeni Petrol Yasa Tasarısı ve Düşündürdükleri”, *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Ocak – Şubat 2004, ss. 46 – 47.

Yeni yasa ile birlikte¹³;

- Petrol piyasası faaliyetleri içinde bulunmak isteyenlere lisans alma mecburiyeti getirilmiştir. Rafinaj, dağıtım, taşıma, işleme, depolama, iletim, serbest kullanıcı, ihrakiye teslimi, madeni yağ üretimi ve bayilik faaliyetleri lisansa tabi olacaktır.
- Her tür petrol ürünlerinin ithalatı, rafinericiye, dağıtıcıya, ihrakiye teslim şirketlerine, lisans almaları şartı ile serbest hale getirilmiştir.
- Rekabeti teşvik edici hükümler ve kalite güvencesi getirilmektedir.
- Yatırımcılar için istikrarlı ve güvenli bir ortam oluşturulmaktadır.
- Petrol piyasasında her türlü temin ve sunumun standarda tabi tutulması sağlanmaktadır.
- Özelleştirme sonucu doğabilecek risklerden petrol piyasasının korunması sağlanmıştır.
- Lisans sahiplerine zorunlu sigorta yükümlülüğü getirilmektedir.
- Kanunla ulusal petrol stok sistemi oluşturulmaktadır.
- Sektörü disipline edici ve bir takım ihaleleri önleyici idari ve mali yaptırımlar getirilmektedir.
- Petrol piyasası kurumlaşmaktadır.
- Yerli üreticinin ürettiği petrolün rafinericilerin öncelikle almasına imkan sağlayan bir yaklaşım söz konusudur.

Ayrıca kanuna göre dağıtıcılar, tescilli markası altında yapılan faaliyetlere ilişkin kalite kontrol izlemesinin etkin biçimde yapmakla yükümlüdür. Akaryakıt ve LPG istasyonları arasındaki mesafeler aynı yönde olmak üzere, şehirler arası yollarda 10 kilometreden, şehir içi yollarda 1 kilometreden az olmamak koşulu ile düzenlenecektir.

Petrol alım satımında fiyatlar en yakın erişilebilir dünya serbest piyasa koşullarına göre oluşacak. Yerli ham petrol için, teslim yeri olan en yakın liman ya da rafineride teşekkül eden fiyat "Piyasa Fiyatı" olarak kabul edilecek. Piyasa fiyatlarında esas olan unsurların uygulanmasında ortaya çıkabilecek sorunları EPDK değerlendirip çözecek.

Gerek dağıtım şirketleri gerekse bayiler getirdiği ürünlerde TSE kriterleri tutmadığı zaman, dağıtım şirketlerine 500 milyar, bayilere ise beşte biri kadar para cezası uygulanacak. Bir yıl içerisinde bu olay tekrarlanırsa ceza iki katına çıkarılacak. Bu cezai

¹³ EPDK, "EPDK Gözülüyle Petrol Piyasası Kanunu", *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Ocak – Şubat 2004, ss. 40 – 41.

uygulamalar piyasaya disiplin getirerek tüketicinin aldığı üründen emin olmasını sağlayacak¹⁴.

Piyasada petrol arayan şirketlerin royaltileri yüzde 12,5'dan, yüzde 7,5 ve 5'e düşürülüyor, bu da şirketlerin yatırım için finansman kaynaklarının artması anlamına geliyor. Güneydoğu Anadolu gibi bölgelerde 12 olan ruhsat sınırı kaldırılıyor ve hukuki prosedürler basite indirgeniyor¹⁵.

Ancak bu düzenlemelerde eksik olan bir konu, ülkemizde veri alt yapısının sağlanmamış olmasıdır. Bölgesel veri alt yapısının oluşturulmasında devletin üzerindeki yükü, bazı servis şirketleri tarafından sağlanan Spec Data sistemi rahatlatılabilir. Spec Data ve benzeri özel izin mekanizmaları özellikle ülkemiz gibi az hatta hiç aranmamış bölgeleri olan ülkelerin jeolojik ve jeofizik alt yapısının oluşturulmasında çok büyük önem taşımaktadır.

“Spec Data” arama çalışmalarında kuyu öncesi sismik v.b. dahil jeolojik, jeokimyasal ve jeofizik verilerin servis şirketlerince toplanması ve toplanan bu bilgilerin ilgilene kişi yada kuruluşlara satılması, bu arada da ülke veri alt yapısına da herhangi bir harcama yapılmaksızın bir katkı yapılması şeklinde özetlenebilir. Özellikle oldukça pahalı sayılabilecek bir veri toplama yöntemi olan sismik çalışmaların, bölgesel ölçekte neredeyse ücretsiz yapılmasını sağlayan bu yöntem dünyanın bir çok ülkesinde yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Bu yöntem sayesinde bir yandan çok düşük maliyetlerle alt yapı oluşturulurken öte yandan da o alanda petrol veya doğal gaz araması yapacak şirketlerin, neredeyse hazır altyapı nedeniyle daha fazla yatırım ve arama yapması cazip hale getirilmektedir.

Ancak yeni yasa incelendiğinde Spec Data gibi sistemleri ilgilendiren araştırma kavramı ile araştırma izni tanımlarının birbirleriyle çeliştiği görülmektedir. Bu çelişki yasa içinde farklı yorumlara ve kargaşaya yol açarak veri altyapısının oluşturulma çalışmalarını engelleyebilecektir¹⁶.

1.4. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Piyasasında Düzenlemeler ve Yenilenebilir Enerji Yasa Tasarısı

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2003 yılında, gerek Avrupa Birliği uyum kriterleri, gerek İklim Çerçeve Sözleşmesi, gerekse yeni enerji politikaları çerçevesinde yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimini teşvik etmek amacıyla “Yenilenebilir Enerji Yasa Tasarısı” hazırlandı. Tasarının 2004 yılında meclise gelmesi bekleniyor. Bu bölümde bu tasarının içeriği incelenecektir.

¹⁴ Fikret Öztürk,, “Petrol Piyasası Yasası Umut Vaat Ediyor”, *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Ocak – Şubat 2004, s. 43.

¹⁵ Osman Saim Dinç, “Petrol Kanun Tasarısı Sektöre Dinamizm Getirecek”, *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Mart 2004, ss. 38 – 39.

¹⁶ Yoldemir, a.g.m. s. 48.

Tasarıyla birlikte rüzgar enerjisi sektöründe dağıtımçı özel sektör şirketlerine % 8 oranında alım zorunluluğu getirildi. Dağıtımçı şirketler satacakları elektriğin %8'ni rüzgar enerjisi üreticilerinden almak zorunda kalacak. Burada denetim EPDK tarafından yapılacak. Alınmadığı takdirde, para cezasından lisans iptaline kadar yaptırımlar söz konusu olacak. Ancak şu anda piyasada özel şirket olarak Kayseri Elektrik A.Ş. ve Civarı Elektrik A.Ş.'nin olması bazı sorunlar doğurabilecekken, şu an dağıtımın büyük bir bölümünü yapan devlet kuruluşları 1 Ocak 2006'ya kadar muaf tutulmuştur. Bu durumda kamunun, sadece 2005 yılında alım zorunluluğu yok. 2006 yılına kadar özelleştirme işlemleri tamamlanmazsa, kamu da 1 Ocak 2006'dan itibaren %8 oranında yenilenebilir enerji almak zorunda kalacak. Böylece bu sektörde müşteri yetersizliği gelecek dönemlerde çözülmüş olacak.

Rüzgar sektöründe fiyat yapısı, ilk 6 yıl ortalama fiyatın %20'si kadar bir artış gerçekleşecek. Bu yaklaşık 7 dolar cent denk gelmektedir. Daha sonra 5.9 cent'e gerileyecek ve alt limit 5 Euro cent üst limit 6 Euro cent olarak belirlendi. Bu fiyat düzenlemesi rüzgarı az olan yerlerde geri dönüşün 18 – 20 seneye bulmasına neden olduğundan bu bölgelerde yatırım yapmak imkansızlaşacak. Ancak rüzgarın çok iyi olduğu yerlerde yatırımlar kendini kurtarabilecek¹⁷.

EPDK'nın yenilenebilir enerji konusunda getirdiği kolaylıklar şöyle sıralanabilir¹⁸:

- Yenilenebilir Kaynaklara dayalı üretim tesislerinden ilk sekiz yıl lisans alma bedeli alınmamaktadır.
- Yenilenebilir Kaynaklara dayalı üretim tesislerinin, sisteme bağlanmasında öncelik tanınmaktadır.
- Yenilenebilir Kaynaklara dayalı üretim tesisleri, yük alma ve yük atma talimatlarından muaf tutulmuşlardır.
- Yenilenebilir Kaynaklara dayalı üretim tesisleri, dengelem ve uzlaştırma tebliğ hükümlerine, toptan ticaret şirketlerine yapılan satışlar için tabi olmayacaklardır.
- Yenilenebilir Kaynaklara dayalı üretim şirketlerine, özel sektör toptan satış şirketlerinden (yani TETAŞ hariç) elektrik enerjisi alma olanağı getirmiştir.

Ancak yapılan bu düzenlemelere rağmen piyasanın işleyişinde hala önemli eksikler mevcut. Bunlar şöyle sıralanabilir¹⁹:

¹⁷ Önder Demirer ve Atilla Akalın, "Yenilenebilir Enerji Yasa Tasarısı", *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Mayıs – Haziran 2004, ss. 64 – 66.

¹⁸ Demirer ve Akalın, a.g.m., s. 68.

¹⁹ Demirer ve Akalın, a.g.m., ss. 68 – 70.

- Yeni taslak ile, Daha önce uygulana yap işlet devret modelinde olduğu gibi Tedaş'ın ve Hazinesinin yatırımlara garantisini kaldırılmıştır. İlaveten 6 yıllık fiyat garantisi ile birlikte kredi bulmak oldukça zorlaşmaktadır.
- Yeni taslak güneş, gibi kapasite faktörü rüzgarın yarısı ve yatırım miktarı 4 misli olan teknolojilerin gelişimi için oldukça yetersiz. Güneş çok küçük megawatlarda teşvik edilmeli. 5 – 10 MW'lık yatırımlar, güneş enerjisi teknolojisinin gelişmesi için yapılmalıdır.
- Yenilenebilir kaynaklardan üretilecek elektrik enerjisinin alım yükümlülüğü, sadece toptan satış ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişilere bırakılmıştır. Ancak sistemin en önemli aktörü olma potansiyeline sahip “Serbest Tüketiciler”, bu yükümlülüğten muaf tutulmuştur.
- Yenilenebilir enerji sektöründe yatırım ve işletme döneminde, KDV uygulamalarında gerek metod gerekse oran olarak iyileştirme düşünülmesi sektör için çok yararlı olacak olmasına rağmen taslakta yer almamaktadır.
- Düzenlenen fiyat oluşumunda dikkate alınmayan, ciddi boyutlarda ve bedeli gelecek nesillerce ödenecek, Toplumsal maliyetler söz konusudur. Türkiye’de henüz bu hesaplamayı yapacak veri tabanı oluşmuş değildir. Özellikle Avrupa’da ciddi ve bilimsel çalışmalar mevcuttur.

Tüm bu eksikliklere rağmen, Yenilenebilir Enerji Kaynakları piyasasının oluşması için yapılan çalışmalar ülke için ve sektör için umut vericidir.

Enerji piyasalarında reform süreci uzun, karmaşık ve yakın eşgüdüm gerektiren bir süreçtir. Bu sürecin başarıyla tamamlanabilmesi ve öngörülen hedeflere ulaşılabilmesi için bazı temel adımların atılması gereklidir. Bu kapsamda reform süreci geçiren ülkelerin aşağıda belirtilen alanlarda düzenleme ve yeniden yapılanma faaliyetlerini tamamladıklarını görmekteyiz.

- o Ülkelerde birinci adım olarak destekleyici hukuki çerçevenin oluşturulması ön plana çıkmaktadır. Açıktır ki, hukuki çerçevenin reformu destekler nitelikte olması ile basit ve anlaşılır olması önemlidir.
- o Reform sürecinde atılan temel adımlardan bir diğeri, özerk düzenleyici kurumların kurulmasıdır. Bu kurumlarla, kararları objektiflik prensibine göre almak, ekonomik, teknik, sosyal ve çevrenin korunmasına yönelik kriterler gözetilerek gerekli düzenlemeleri yapmak ve piyasanın gelişmesini sağlamak amaçlanmaktadır.
- o Bu ülkelerde atılan bir diğeri adım ise kurumsal iyi yönetim ilkelerinin hayata geçirilmesidir. Bu çerçevede ülkeler, reform sürecinde şeffaflık, öngörülebilirlik, hesap verebilme ve katılımcılık ilkelerini hayata geçirmişlerdir.

- Reform sürecinde atılan diğer adımlar ise; “faaliyetlerin ve hesapların ayrıştırılması” ve “maliyet esaslı tarifelere geçilmesi”dir. Reform sürecinde gerekli teknik alt yapının kurulması da bir başka ihtiyaçtır. İncelenen ülkeler reform sürecinde ihtiyaç duyulan fiziki ve teknik altyapı ihtiyaçlarını aşamalı olarak tamamlamışlardır.
- Elektrik piyasasının liberalleşmesi sürecinde atılan adımlar arasında en önemlisi özelleştirmenin başarıyla tamamlanabilmesidir. Rekabetin tesis edilmesi ve piyasada özel sektör ağırlığının hissedilmesi için, özelleştirmenin başarılı bir şekilde tamamlanması gereklidir. Başarılı olarak piyasalarını serbestleştirmiş ülkeler incelendiğinde, bunların özelleştirme konusunda kararlı ve başarılı adımlar attıklarını görmekteyiz.

Reform gerçekleştiren ülkelerin bir kısmı reform sürecine 1990’lı yılların başında başlamıştır. Belirli bir sürecin ardından bu ülkeler elektrik piyasalarını tam olarak rekabete açmışlar ve herkes serbest tüketici olmuştur. Yani her bir tüketici kendine elektrik temin eden tedarikçisini serbestçe seçme hakkını elde etmiştir. Bu ülkeler arasında İngiltere, Almanya, Danimarka, Finlandiya, İspanya, İsveç ve Avusturya bulunmaktadır. Bu ülkelerin reform sürecini tamamlama süresi ortalama beş yıldır²⁰.

²⁰ Akıncı, a.g.m., ss. 54 -55.

İkinci Bölüm

TÜRKİYE'DE KULLANILAN FOSİL YAKITLARI

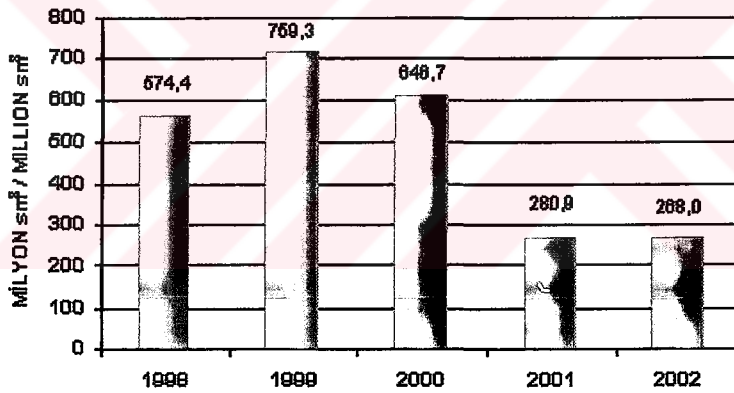
2.1. Doğal Gaz

2.1.1. Doğal Gaz Üretimi ve Arama Çalışmaları

Ülkemiz Doğal gaz sahalarından 2002 yılında toplam 268.019.668 cm³ doğal gaz üretilmiştir. Trakya Bölgesi'nden 256.904.876 cm³, Batman Bölgesinde 11.114.792 cm³ ve Adıyaman Bölgesinde 5.101.235 cm³ doğal gaz üretilmiştir. Trakya Bölgesi'nden üretilen gazın tamamı bölgedeki 48 şirkete, Batman Bölgesi'ndeki Çamurlu Sahası'ndan üretilen doğal gaz ise bölgedeki 2 şirket ve 1 okula verilmiştir. Üretilen doğal gazın ham petrol eşdeğeri 1.576.586 varildir.

Doğal Gaz üretimi aşağıdaki tablo da ki değerlerden anlaşılacağı gibi azalan bir seyir izlemektedir.

Grafik 2.1: Türkiye'nin Doğal Gaz Üretimi



Kaynak: TPAO Faaliyetler: Doğal Gaz Üretim,
(<http://www.tpao.gov.tr/rprte2/uretim.htm>)

Kuzey Marmara ve Değirmenköy Doğal Gaz Sahaları Yeraltı Gaz Depolama Projesi tamamlandığında, bu sahalarda yılda 1,6 milyar cm³ doğal gaz depolanabilecektir. Sahalara yaz aylarında ortalama 9 milyon cm³/gün ile enjekte edilecek olan gaz, kış aylarında ortalama 11 milyon cm³/gün düzeyinde üretilen gazdır. 21 Temmuz 1999 tarihinde TPAO ile BOTAŞ arasında "Doğal Gaz Depolama ve Yeniden Üretim Hizmetleri Anlaşması" imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre Kuzey Marmara ve Değirmenköy Doğal Gaz Sahaları TPAO tarafından gerekli yatırımlar yapılarak yeraltı gaz deposu olarak geliştirilip işletilecektir. TPAO, anlaşmayı takiben çalışmalara başlamış, "Temel Mühendislik Çalışması" ile Yüzey Tesislerinin Anahtar Teslimi (EPIC) ihalesi tamamlanmış ve Lurgi Oel Gas Chemie GmbH – Fernas İnşaat Ltd. Şti. Konsorsiyumu ile 16 Ağustos 2002 tarihinde anlaşma imzalanmıştır. Söz konusu konsorsiyum çalışmalarına başlamıştır.

Ayrıca Kuzey Marmara Sahası'nda açılacak olan uzun açılımlı kuyular için Entegre Sondaj Servisleri ihalesine çıkmış ve Baker Hughes Inteq firması ile 16 Mayıs 2002 tarihinde anlaşma imzalanmıştır. Değirmenköy Sahası'nda 5 adet yönlü kuyu kazılmış K.Marmara Sahası'nda ise 6 yönlü kuyu kazım çalışmaları sürdürülmekte olup, sahaların yeraltı gaz deposu olarak kullanılmasına Nisan 2005'te başlanacağı tahmin edilmektedir²¹.

Mersin ve İskenderun Körfezlerinde, Amerikan El Paso şirketiyle ortak olarak 2001 yılında üç kuyu açılmıştır. Ancak gaz bulunamamıştır. Antalya körfezinde de çalışmalar sürmektedir. Mısır ve İsrail açıklarında gaz bulunmasıyla Akdeniz'de arama çalışmaları hız kazanmıştır. 1999 yılında Batı Karadeniz'de Liman Köy Projesi çerçevesinde Amerikan ARCO şirketi ortaklığıyla iki kuyu açılmıştır. Fakat ticari anlamda olmasa da gazın varlığına ilişkin verilerin tespiti ile 2001 yılından itibaren TPAO ile Madison Oil Türkiye ortaklığında arama çalışmaları başlanmıştır. Üç yıl süren çalışmalar sonucunda sondaj yapılacak yerler belirlenmiş ve ilk sondaj kuyusu Temmuz 2004 de delinmiştir.

2.1.2. Uluslararası Doğal Gaz Boru Hatları ve Türkiye

A. Rusya – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı

Türkiye yurt dışından doğal gaz teminine yönelik ilk anlaşmayı 18 Eylül 1984'te Sovyetler Birliği ile imzalamış ve 1987'den itibaren yılda 6 milyar m³ doğal gaz alımına başlamıştır. Batı hattı olarak da bilinen bu hatla Rus doğal gazı Rusya'dan çıktıktan sonra Ukrayna, Moldova, Romanya ve Bulgaristan'ı geçerek Tekirdağ üzerinden Türkiye'ye ulaşmaktadır. 10 Aralık 1996'da Rusya ile ikinci doğal gaz alım anlaşması nakit alım olarak imzalanmıştır. 8 milyar m³/yıl gaz alımını öngören anlaşmanın 23 yıl yürürlükte kalması planlanmıştır.

Toplamı 1200 kilometre olan boru hattının Karadeniz kısmında, 2.140 metre derinliğe boru döşenerek bu alanda bir dünya rekoru kırılmıştır. İmzalanan hükümetler arası anlaşmanın içine konan bir hükümlerle, projenin Türkiye kısmının inşasının hangi firmalara verileceğinin tespiti Rus Gazprom şirketinin yetkisine verildiği için Gazprom, projenin bu kısmını Türk firmaları Hazinedaroğlu ve ÖZTAŞ ile kendi ana inşaat şirketi olan Stroytransgaz (OHS) konsorsiyumuna vermiştir. Hattın Rusya bölümü ve Karadeniz geçişinin yapım-işletim-finansmanı Gazprom'un, Türkiye kısmı ise Botaş'ın sorumluluğundadır.

Başlangıçta doğal gaz verme miktarı 2 milyar m³ olarak belirlenen hattın 2008'den sonra azamî miktar olan 16 milyar metreküpe ulaşması beklenmektedir. Mavi Akım Projesi'nin en önemli özelliği, Rusya ile yapılan iki anlaşmadan farklı olarak herhangi bir geçiş ülkesi ile muhatap olmaksızın, doğrudan Türkiye'ye Rus doğal gazının verilecek olmasıdır. Bu

²¹ Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), *Petrol ve Doğal Gaz Üretim*, Ankara, 2003 (<http://www.tpao.gov.tr/rprte2/uretim.htm>).

sebeple de Mavi Akım'dan alınacak gazın fiyatının önceki iki anlaşmaya göre yüzde 12 daha ucuz olacağı belirtilmektedir. TBMM'de doğal gazın fiyatıyla ilgili kapalı bir oturum yapılmış ancak alınan gazın fiyatı 'ticari sır' gerekçesiyle açıklanmamıştır.

Rusya tarafından finanse edilen proje yaklaşık olarak 3,3 milyar Dolara mal olmuştur. Bu projeden Gazprom'un 25 yıl için yılda ortalama 1,7 milyar Dolar gelir sağlayacağı planlanmaktadır. Proje için Rusya ve İtalya arasında "Transco" isimli (yüzde 50, yüzde 50) yeni bir ortaklık kurulmuştur. Proje için yedi İtalyan bankasından 2,3 milyar Dolar civarında kredi sağlanmıştır²².

Harita 2.1: Rusya – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı



B. Azerbaycan – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu proje ile Azerbaycan gazının Gürcistan üzerinden Türkiye'ye taşınması amaçlanmaktadır.

Ekim 2000'de başlayan Azerbaycan'dan doğal gaz teminine yönelik müzakereler sonucunda, 12 Mart 2001 tarihinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı ile Azerbaycan Başbakan Yardımcısı tarafından Azerbaycan doğal gazının Türkiye'ye sevkine ilişkin Hükümetler arası Anlaşma ve bu anlaşmaya istinaden aynı tarihte BOTAŞ ve SOCAR arasında Doğal Gaz Alım Satım Sözleşmesi imzalanmıştır. 15 yıl süreli Doğal Gaz Alım

²² Sinan Oğan ve İlke Aytakin, "Mavi Akım: Türk-Rus İlişkilerinde Mavi Bağımlılık", *Stratejik Analiz Dergisi*, [y.y], Aralık 2002, ss. 66 – 70.

Anlaşması, alımların 2 Milyar m³ ile başlamasını ve zaman içerisinde 6.6 Milyar m³/yıl'a ulaşmasını öngörmektedir.

Söz konusu Alım-Satım Kontratı şartları uyarınca, doğal gazın teslim noktası Türkiye/Gürcistan sınırındadır. Hattın Türkiye topraklarında kalan kısmının yapım ve işletme sorumluluğu BOTAŞ'a ait olup, Azerbaycan topraklarından başlayarak Türkiye/Gürcistan sınırına kadar yapılacak kısmın yapım ve işletme sorumluluğu da SOCAR-Azerbaycan'a aittir.

Azerbaycan-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nin Türkiye kısmı ile ilgili olarak, Azerbaycan'dan alınacak olan doğal gazın Gürcistan-Türkiye sınırından Doğu Anadolu İletim Hattı'na 225 km.'lik bir hat yapılarak bağlantı noktası olan Horasan'a kadar taşınması planlanmaktadır²³.

C. Türkmenistan – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Türkmen doğal gazının elverişli bir güzergahtan ve herhangi bir kısıtlamaya tabi olmaksızın Türkiye'ye ve Avrupa pazarlarına ihracı konusundaki çalışmalar 1991 yılı sonu itibarıyla başlatılmıştır. 1991'den bu yana, iki ülke arasında, Proje'nin gerçekleştirilmesine yönelik Mutabakat Zaptı, Protokol ve Anlaşma olmak üzere çeşitli aktler imzalanmıştır.

Türkmenistan'da üretilecek doğal gazın Hazar geçişli bir boru hattı ile Türkiye'ye ve ülkemiz üzerinden Avrupa'ya taşınmasını amaçlayan Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nin hayata geçirilmesi kapsamındaki ilk önemli anlaşma, 29 Ekim 1998 tarihinde, Türkiye ve Türkmenistan Devlet Başkanları arasında Ankara'da imzalanan anlaşmadır.

Türkmenistan'dan Türkiye'ye 16 milyar m³/Yıl ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya 14 milyar m³/Yıl olmak üzere toplam 30 milyar m³/Yıl Türkmen doğal gazını taşıyacak "Hazar-Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nin İfası ve Türkmenistan'dan Türkiye Cumhuriyeti'ne Doğal Gaz Satışı"na ilişkin olarak imzalanan Anlaşma ile taraflar: 30 Mayıs 1999 tarihine kadar 16 milyar m³/Yıl'lık Alım-Satım Anlaşması, Gaz Boru Hattı Anlaşması'nın imzalanması; boru hattının geçtiği güzergah üzerindeki hükümetlerle ve boru hattı işletmecisi şirketlerle Ev Sahibi Ülke Anlaşmaları'nın hazırlanması hususlarında anlaşmaya varmışlardır.

21 Mayıs 1999 tarihinde, Aşkabat'ta, BOTAŞ ile Türkmenistan Devlet Başkanı nezdinde hidrokarbon kaynaklarının kullanımı konusunda yetkilendirilmiş merci arasında, 16 milyar m³/Yıl düzeyinde doğal gaz alımına ilişkin "Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması" imzalanmıştır. 30 yıl süreli sözkonusu anlaşmaya göre, gaz teslimatların 2002-2004 döneminde başlaması öngörülmüştür.

²³ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), *Projeler: Azerbaycan*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/azerbaycan.asp>).

"Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması"na göre, doğal gaz, Türkmenistan'dan Türkiye-Gürcistan sınırında teslim alınacaktır. Ayrıca, doğal gazı taşıyacak ve Türkmenistan'dan başlayarak Gürcistan sınırına ulaşacak boru hattının bu noktaya kadar yapılması ve işletirilmesi sorumluluğu tümüyle Türkmen tarafına aittir.

Boru hattının Türkiye topraklarındaki yapım ve işletimi ise Türk tarafına aittir. BOTAŞ, özellikle İran hattının çapını 40-inç'den 48-inç'e çıkararak ve bununla ilgili anlaşmaları imzalayıp inşaatlarına başlanmasını sağlayarak, Türkiye sınırları içinde inşa edilmesi gereken boru hatları için Mühendislik, Tedarik ve İnşaat sözleşmelerinin imzalanması yükümlülüğünün büyük bir bölümünü yerine getirmiş bulunmaktadır.

29 Ekim 1998 tarihinde imzalanan Anlaşma'daki ulusal prosedürlerin yerine getirilmesi yükümlülüklerinin tümü Türkiye tarafından tamamlanmıştır.

Türkmenistan tarafından, 13 Şubat 1999 tarihinde, Proje'nin General Electric Capital ve Bechtel firmalarından oluşan Pipeline Solutions Group (PSG) liderliğinde bir Konsorsiyum tarafından yürütüleceği açıklanmıştır. Ağustos 1999'da, PSG Konsorsiyumu'na Shell şirketi de iştirak etmiştir.

Türkmenistan'ın PSG'ye verdiği Görevlendirme Mektubu'nun (Mandate Letter) geçerlilik süresi 19 Şubat 2000 tarihi itibarıyla sona ermiştir. Türkmen tarafının bu yetkilendirme süresini uzatmaması nedeniyle, GE Capital ve Bechtel firmaları, sözkonusu Proje'nin gerçekleştirilmesi için oluşturulan PSG Konsorsiyumu'ndan çekilmişlerdir. Bu nedenle, boru hattının özellikle Gürcistan sınırına kadar olan bölümü ile ilgili çalışmalarda herhangi bir gelişme kaydedilmemiş olup, bu konuda faaliyete geçilmesi için Türkmen tarafının alacağı karar beklenmektedir²⁴.

D. Irak – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu Proje ile Irak'ta bulunan doğal gaz sahalarının geliştirilmesiyle üretilecek olan 10 milyar m³/yıl gazın, yapılacak bir doğal gaz boru hattı ile Türkiye'ye getirilmesi amaçlanmaktadır.

26 Aralık 1996 tarihinde, Ankara'da, iki ülkenin ilgili Bakanları tarafından yılda 10 milyar m³ gazın inşa edilecek bir boru hattı ile Irak'tan Türkiye'ye ihracı hususunda bir "Çerçeve Anlaşması" imzalanmıştır. Proje'de Türk tarafı olarak BOTAŞ, TPAO ve TEKFEN şirketleri yer almaktadır.

²⁴ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), *Projeler: Türkmenistan*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/hazar.asp>).

Proje'ye katılım için başvuruda bulunan firmaların tekliflerinin değerlendirilmesi sonunda projenin arama, üretim ve proses kısmı için ENI-Agip ve taşıma kısmı için ise Fransız GDF firmaları koordinatör olarak görevlendirilmiştir.

Proje ile ilgili taraflar arasında, bir yandan Çerçeve Anlaşması, Ön Gaz Alım-Satım Anlaşması, Üretim Paylaşım Anlaşması ve Ortak Operasyon Şirketinin Kurulması'na yönelik anlaşmaların müzakere edilmesi ve öte yandan Proje'nin yürütülmesi amacıyla oluşturulacak konsorsiyum ve şirketleşme çalışmalarının yapılması planlanmakta olup, bu çalışmaların gerçekleştirilerek nihai hale getirilmesi ile Proje'nin hayata geçirilmesi, BM tarafından Irak'a uygulanan ambargoya bağlıdır.

Öte yandan, Proje, 2 Mayıs 2001 tarihinde yürürlüğe giren Doğal Gaz Piyasası Kanunu kapsamında bulunmamakta olup, Projenin yeniden değerlendirilerek Irak gazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya taşınmasının sağlanması hususunda çalışmalar devam etmektedir²⁵.

E. Mısır – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve doğal gaz arz açığının bir kısmının Mısır'dan sağlanacak gaz ile karşılanması amacıyla geliştirilen bu Proje ile ilgili çalışmalar sürdürülmektedir.

2 Şubat 2000 tarihinde Ankara'da iki ülkenin ilgili Bakanları arasında imzalanan petrol ve gaz işbirliğine ilişkin bir Protokol'de, taraflar Mısır'dan Türkiye'ye Akdeniz geçişli bir hatla, yılda 4 milyar m³ doğal gaz ihracı konusunda niyet beyanında bulunmuşlardır.

Türkiye'ye taşınacak olan doğal gazın yetkili satıcısı Eastern Mediterranean Gas Company (EMG) olup, BOTAS ile EMG arasında 31 Mart 2001 tarihinde Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması paraflanmıştır.

2 Mayıs 2001 tarihinde yürürlüğe giren 4646 sayılı yeni Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun Geçici 4. Maddesi'ne göre; kanunun yürürlük tarihinden sonra Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından yapılacak arz-talep dengesi çalışmaları sonucunda bir arz açığı saptanması durumunda, bu Proje ile ilgili anlaşma sonuçlandırılacaktır²⁶.

F. İran – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı

Bu projeye Türkiye'nin doğal gaz açığının bir bölümünün İran'dan karşılanması için ilk etapta İran'dan Türkiye'ye, daha sonra Avrupa'ya uzanacak bir boru hattının yapılması

²⁵ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS), *Projeler: Irak*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/irak.asp>).

²⁶ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS), *Projeler: Mısır*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/misir.asp>).

amaçlanmaktadır. İran'dan doğal gaz alımına ilişkin anlaşma 12 Ağustos 1996 tarihinde imzalanmıştır. Anlaşmaya göre Türkiye İran'dan 22 yıl süre ile doğal gaz alacak, bu alım 3 milyar m³ /yıl düzeyinden başlayıp, 10 milyar m³/yıl düzeyine çıkacaktır.

Proje ile ilgili olarak seçilen güzergah, sınırda Doğu Beyazıt'tan başlamakta Erzurum, Erzincan, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara'ya ulaşmaktadır. Öncelikle 800 km uzunluğundaki Doğubeyazıt Erzurum arasında bulunan hattın ihalesine çıkılarak, yapım sözleşmesi 29 Nisan 1997 tarihinde imzalanmıştır. Bu bölümle ilgili kamulaştırma çalışmaları sürmekte olup, yapım süresi 20 ay olarak planlanmıştır.

Projenin ikinci aşaması olan ve Erzurum'u Ankara'ya bağlayan 905 km'lik bölümü için Erzurum- İmranlı, İmranlı - Kayseri ve Kayseri - Ankara şeklindedir. Söz konusu hatlarla birlikte Kayseri- Konya - Seydişehir branşman hattı için 22 Aralık 1997 tarihinde ihaleye çıkılmıştır. Bu proje demeti için 17 Mart 1998 tarihinde toplam 78 adet teklif alınmış olup, teklifler değerlendirilmektedir.

Ancak, 29 Nisan 1997'de Fernas-Enerkom-STFA konsorsiyumuna ihale olunan 290 km'lik İran sınırı-Erzurum boru hattı inşası bugüne dek başlamamıştır. Çapı değiştirilerek 48 inçe çıkarılmış bu hatta, bazı belirsizlikler vardır. Termin programına göre 2000 yılında devreye girmesi gereken hatta, halen 2 yıllık gecikme mevcuttur. Bu hattın işleyişinde en önemli birim olan Doğu Beyazıt Kompresör İstasyonu ihalesi ile ilgili teklifler 30.7.1998 tarihinde alınmıştır²⁷.

G. Türkiye – Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Türkiye ve Yunanistan arasında doğal gaz şebekelerinin enterkonneksiyonu ve Güney Avrupa Gaz Ringi'nin gerçekleştirilmesi kapsamında başlatılan Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı projesinin fizibilite çalışması 25 Mart 2002 tarihinde tamamlanmıştır.

28 Mart 2002 tarihinde Ankara'da, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı ile Yunanistan Kalkınma Bakanının huzurlarında BOTAŞ ve DEPA Genel Müdürleri tarafından bir Mutabakat Zaptı imzalanmıştır. Aynı tarihte iki ülke Bakanları doğal gaz ve elektrik konularında işbirliğini içeren bir de Ortak Bildiri imzalamışlardır.

Proje ilgili olarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı ve Yunanistan Kalkınma Bakanı tarafından 23 Şubat 2003 tarihinde Hükümetlerarası Anlaşma imzalanmıştır. Proje AB TEN programının öncelikli projeleri arasında yer almaktadır.

Projenin fizibilite çalışması ile mühendislik çalışmaları tamamlanmıştır. 23 Aralık 2003 tarihinde Ankara'da düzenlenen bir törenle doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. Buna göre 750 milyon m³ ile başlayacak taşıma miktarı 2012 yılında 11 milyar m³ 'e ulaşacaktır. Bu miktarın 3 milyar m³'ü Yunanistan'a, 8 milyar m³'de İtalya'ya taşınacaktır.

²⁷ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), *Projeler: İran*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/iran.asp>).

209 km'si Türkiye sınırlarında olmak üzere, toplam 300 km uzunluğundaki hattın, 2006 yılında tamamlanması planlanmaktadır.

Boru hattının Yunanistan'dan sonra İtalya'ya uzatılması ile ilgili çalışmalar da başlatılmış bulunmaktadır. Konu ile ilgili olarak İtalyan- Edison Gas ve DEPA bir anlaşma imzalamışlardır. Projeye finansal destek sağlanması amacı ile AB TEN programı fonuna yapılan başvuru kabul edilmiştir. Projenin ön fizibilite çalışmaları tamamlanmış olup, fizibilite çalışmasının ihalesine Edison Gas ve DEPA tarafından çıkmıştır.

Türkiye- Yunanistan DGBH projesi kapsamında imzalanan doğal gaz alım-satım anlaşması projenin İtalya bağlantısı için önemli bir aşamadır. Böylelikle Türkiye-Yunanistan DGBH Projesi, Türkiye-Yunanistan-İtalya DGBH Projesi'ne dönüşebilecektir²⁸.

H. Türkiye – Bulgaristan – Romanya – Macaristan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Çeşitli uluslararası kuruluşlarca gerçekleştirilen projeksiyonlara göre, Türkiye üzerinden Avrupa'ya artan miktarlarda Hazar ve Ortadoğu gazı taşınacak, bu miktar 2010'lu yıllardan başlamak üzere özellikle 2020'lerde oldukça büyük miktarlara ulaşılacaktır. Bu olgu Avrupa'ya gaz taşıma stratejisi kapsamında Yunanistan'a açılımımız ile birlikte başka açılımlar üzerinde durulmasını gerektirmektedir. Bu kapsamda geliştirilen yeni bir proje ile Bulgaristan'dan başlayıp Romanya ve Macaristan güzergahını izleyerek Avusturya'ya ulaşılması planlanmaktadır.

Proje ile Bulgaristan'ın Bulgargaz, Romanya'nın Transgaz, Macaristan'ın MOL ve Avusturya'nın OMV Erdgas firmaları ile ortaklaşa çalışmalar yürütülmektedir. AB TEN programı fonundan fizibilite için hibe kredi almak amacıyla OMV Erdgas tarafından başvuru yapılmış ve 15 Temmuz 2003 tarihinde fizibilite çalışmasının yarısının TEN fonundan karşılanması şeklinde karar alınmıştır.

Avusturya'ya ulaşacak güzergah ile ilk etapta Bulgaristan, Romanya, Macaristan, Slovakya, Çek Cumhuriyeti gibi yeniden yapılanan ekonomilerin gaz ihtiyacı karşılanıp, diğer ülkelerin gaz talep gelişimlerine göre takip eden yıllarda Avusturya'nın Avrupa'da önemli bir doğal gaz dağıtım noktası olma özelliğinden faydalanılarak batı Avrupa'ya ulaşılması planlanmaktadır. AB ülkelerinin sona erecek gaz kontratlarının yerini ülkemiz üzerinden taşınacak gazla ilgili anlaşmalar alabileceği gibi, AB'nin hedeflemiş olduğu serbest gaz piyasası koşulları oluştuğunda, Avusturya dahil söz konusu ülkelerin devam eden alım kontratları, rekabetçi fiyat koşulları dahilinde yine doğumuzdaki gaz kaynakları ile yer değiştirebilecektir. Projenin pazar ve modelleme çalışması tamamlanmış olup, Teknik fizibilite çalışmaları için beş firma tarafından ihaleye çıkmıştır²⁹.

²⁸ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS), *Projeler: Yunanistan*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/yunanistan.asp>).

²⁹ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS), *Projeler: Türkiye-Bulgaristan-Romanya-Macaristan*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/bulgaristan.asp>).

2.1.3. Ülke İçindeki Doğal Gaz Boru Hatları

A. Güney Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu hattın yapımı ile Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'ndan Sivas yakınlarında alınacak bir bransmanla, Güney ve Güneydoğu Anadolu Bölgelerimizin doğal gaz ihtiyacının karşılanması amaçlanmaktadır.

715 km. uzunluğundaki hat, Sivas'tan başlayıp Malatya, Gaziantep güzergahını takip edecek ve Adana üzerinden de Mersin'e kadar uzatılacaktır.

Söz konusu boru hattı; 195 km.lik Sivas-Malatya, 240 km. lik Malatya-Gaziantep, 280 km.lik Gaziantep-Mersin olmak üzere toplam üç bölüm halinde inşa edilecektir. Yapım çalışmaları için müteahhit firmalarla anlaşmalar imzalanmıştır³⁰.

B. Karadeniz Ereğli - Bartın Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu Proje ile Karadeniz Ereğli'den alınacak bir bransman ile Zonguldak, Devrek, Çaycuma ve Bartın'a uzatılarak, güzergahtaki sanayi bölgelerine ve yerleşim birimlerine doğal gaz arzı sağlanacaktır. Ayrıca, Karadeniz Ereğlisi'nden İzmit'e 65 km. 16"lik bir loop hattının yapılması da planlanmaktadır³¹.

C. Doğu Karadeniz Bölgesi Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu Proje kapsamında, Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'ndan bir bransman alınarak, ana sistem, Gümüşhane ve Bayburt üzerinden, Rize'ye uzatılacak ve böylece doğal gaz bu güzergah boyunca da kullanıma sunulacaktır. Planlanan hattın Trabzon-Rize'ye kadar olan 233 km.lik kısmı 24", Gümüşhane ve Bayburt bağlantıları da 12" ve 75 km. olacaktır³².

³⁰ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS), *Projeler:Güney*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/guney.asp>).

¹¹ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS), *Projeler:Karadeniz Ereğli*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/eregli.asp>).

¹² Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS), *Projeler:Doğu Karadeniz*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/dogukaradeniz.asp>).

D. Konya – İzmir Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Konya-İzmir Doğal Gaz İletim Hattı Projesi ile Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'nın, inşa edilecek bir hatla Konya'dan İzmir'e uzatılması planlanmaktadır. Hat, Konya'dan başlayıp Burdur, Isparta, Denizli ve Nazilli üzerinden İzmir'e ulaştırılacaktır.

Hat;

- 257 km.lik 16-40 inç çapında Konya-Isparta,
- 366 km. lik 16-24-40 inç çapında Isparta-Nazilli ve Nazilli-İzmir

olmak üzere toplam üç bölüm halinde inşa edilecektir.

Konya-Isparta, Doğal Gaz Boru Hattı ve Isparta-Nazilli Doğal Gaz Boru Hattı Projelerinin kredi anlaşmaları ve yapım sözleşmeleri imzalanarak yürürlüğe girmiştir³³.

2.1.4. Türkiye'de Doğal Gaz Talep Yapısının Analizi

Türkiye'nin 2003 yılı doğal gaz satışı sektörel dağılımı aşağıda görülmektedir:

Çizelge 2.2: Ülkemizde Doğal Gaz Satışlarının Sektörel Dağılımı(Milyon cm³)

Elektrik	13.513
Gübre	469
Sanayi	3.944
Konut	3.013
Toplam	20.950

Kaynak: BOTAŞ faaliyetler: doğalgaz ticareti,
(http://www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg_ticareti.asp)

Yukarıdaki veriler incelendiğinde Türkiye'de doğal gaz talebinde sektörel bazda ilk sırayı %64'lük payla Elektrik üretimi ihtiyacıyla talep almaktadır. Bunu sırasıyla Sanayi sektörü(%18), Konutların talebi(%14) ve %2 lik payla gübre üretimi izlemektedir.

³³ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), *Projeler:Konya-İzmir* , Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/projeler/tumprojeler/konya.asp>).

Doğal gaz sistemleri yıl içerisinde, hem kullanılan miktar ve şekil hem de gazın ikame ettiği yakıt cinsleri açısından, birbirlerinden çok farklı yapıdaki taleplere cevap vermektedir.

Talep edenleri genel olarak; konut ve ticari sektör kullanıcıları, küçük ve orta ölçekte yakıt tüketen sanayi kuruluşları ve büyük ölçekte yakıt tüketen kullanıcılar olarak üç ana grupta toplamak mümkündür³⁴:

A. Konut ve Ticaret Sektörünün Talep Yapısı

Konut ve ticari sektör doğal gazı mutfak, sıcak su ve ısınma olmak üzere üç amaçla kullanmaktadır. Isınma amaçlı tüketim iklim koşullarına bağlı olarak, dalgalanmalar göstermekte ve mutfak ile sıcak su için yapılan tüketime oranla yaklaşık iki kat daha fazla olmaktadır. Bu nedenle şehirlerde, yazın sadece mutfak ve sıcak su için olan gaz talebi, kışın ısınma yükünün de devreye girmesiyle ve özellikle kışın fazla soğuk günlerinde çok büyük miktarlara çıkmaktadır.

Bu sektörde sıcaklığa bağlı olarak, yıl içinde mevsimsel ve günlük tüketim oynamaları meydana gelmektedir. Ayrıca, gün içinde de gaz kullanım amaç ve alışkanlıklarına bağlı olarak, değişik saatlerde farklı miktarlarda gaz talebi oluşmaktadır.

B. Küçük ve Orta Ölçekli Sanayi Sektör Talep Yapısı

Günümüzde doğal gaz, gerek yapısal özelliği ve gerekse temiz bir yakıt olması nedeniyle, küçük ve orta ölçekli sanayi sektöründe ısınmada, fırınlarda, buhar üretiminde ve doğrudan proseslerde kullanılarak, enerji maliyetlerinin düşmesine ve verimin yükselmesine neden olmaktadır.

Isınma yükleri yüksek sanayi kuruluşları ile, prosesleri hava sıcaklığına duyarlı kuruluşların yıl içinde doğal gaz talepleri mevsimsel dalgalanmalar göstermektedir. Ayrıca, vardiya usulü çalışan kuruluşların gün içinde çalıştırdıkları vardiya sayısı da gün içi talep farklılıklarına neden olmaktadır.

C. Büyük Ölçekli Sanayi Kuruluşlarının Talep Yapısı

Büyük ölçekte gaz tüketen sanayi kuruluşları, doğal gazı proseslerinde yakıt ve hammadde olarak veya elektrik üretiminde kullanılmaktadırlar. Bu tür kuruluşların yıl içi talepleri hava sıcaklığına bağlı olarak, çok büyük dalgalanmalar göstermemektedir. Doğal

³⁴ Naci Bayraç, "Dünya'da ve Türkiye'de Doğal Gaz Piyasasının Ekonomik Analizi", [y.y ve t.y], ss. 5 – 7.

gazın sanayide yakıt olarak kullanımını; kazanlarda, proseste, fırınlarda, ısınma ve elektrik üretimi olmak üzere 5 ana grup altında toplamak mümkündür.

Doğal gaz özelliklerinden dolayı, çeşitli kullanım şekillerine sahiptir. Sağladığı avantaj ve tasarruflar, sanayide yaygın bir şekilde kullanımını sağlayarak mevcut yakıtlara alternatif olmaktadır.

Doğal gazın sanayi tesislerinde kullanılabilmesi için, mevcut kazanlar ve diğer sistemlerde bazı değişikliklerin yapılması gerekmektedir.

Doğal gaza dönüşüm sonrasında elde edilebilecek yararlarından başlıcaları şunlardır³⁵:

I. Düşük Maliyet

Doğal gaz her tip kazan ve tesislerde yakıt olarak kullanılabilir. Temiz ve kükürtsüz olduğu için, doğal gaz kullanımı tesis ömrünü ve toplam verimini arttırmaktadır. Yüksek termal verim, gazlı sistemlerde yakıt tasarrufu sağlamaktadır.

Gazla çalışan kazanlarda yanma kontrolünün iyi yapılabilmesi; kazanların diğer yakıtlara göre daha kısa sürede devreye girmesini ve istenilen sıcaklığa kısa zamanda ulaşmasını sağlamaktadır. Bu durum da kullanılan yakıt miktarını ve dolayısıyla maliyetini düşürmektedir.

II. Enerji Tasarrufu

Doğal gaz enerji tasarrufuna yatkın olan yakıtlar arasında yer almaktadır. Baca gazlarından yararlanılarak büyük ölçüde enerji tasarrufu sağlanabilmektedir. Bu nedenle, doğal gaza dönüşüm yapıldığı zaman ekonomizer kullanılarak yakıttan tasarruf yapılmaktadır.

III. Kontrol ve Bakım Kolaylığı

Kömürlü kazanlarda iyi yanmanın sağlanması; kömür doldurma işlemi için sürekli birkaç işçinin kazan dairesinde bulunması ve yanışın sık sık kontrol edilmesi ile gerçekleştirilmektedir.

Fueloilli kazanlarda ise; sıklıkla karşılaşılan meme tıkanmalarını önlemek ve tıkanan memeleri temizlemek amacıyla, kazan dairesinde sürekli bir işçinin bulundurulması zorunludur. Doğal gaza dönüşüm yapıldıktan sonra kullanılan kazanlarda; temiz bir yakıt olan doğal gazın homojen bir yanmaya sahip olması nedeniyle, yanmayı kontrol etmeye gerek yoktur. Bu nedenle doğal gaza geçişle, kazan dairesinde çalışan personel sayısında azaltma yapılabileceğinden işgücü açısından tasarruf söz konusu olmaktadır. Çeşitli proseslerde kullanılan doğal gaz brülörlerini de sürekli kontrol etmeye gerek olmaması

³⁵ Bayraç,a.g.e. ,ss. 5 – 7.

nedeniyle, doğal gazla çalışan kazanların bakımı diğer katı ve sıvı yakıtlara göre daha azdır. Dönüşümden sonra, kazan dairesi daha temiz olmakta ve bir bölümü başka amaçlar için de kullanılabilir.

IV. Yakıt İkmal Kolaylığı

Doğal gaz son kullanım noktasına kadar borularla getirilebildiğinden, stoklama ve sipariş maliyetleri söz konusu değildir. Yakıtı depolamak ve taşımak için, her hangi bir araca ihtiyaç yoktur. Buna ek olarak; diğer yakıtlara oranla, kül ve atık maddeler içermemesi nedeniyle, çevreyi kirletmeden sağlıklı bir yaşama ve çalışma ortamı sağlamaktadır.

V. Yakıt Hazırlama Maliyetlerinin Düşüklüğü

Kömürlü sistemlerde kırma, eleme ve yükleme gibi bazı ön hazırlıkların yapılması, fueloilli sistemlerde ise, ön ısınma ve pompalama işlemlerinin yapılması gerekmektedir. Doğal gazla geçildiğinde bu işlemlerin hiçbirine ihtiyaç kalmamaktadır.

VI. İşçi Sağlığı ve Üretim Kalitesi Üzerindeki Etkileri

Doğal gazın fabrikalarda kullanılmaya başlaması ile birlikte, iç mekanların hava kirliliği üzerinde önemli düzeylerde iyileşme sağlanmaktadır. Daha önce çalışma ortamlarında gözle görülür derecede is, kurum ve kül birikimi oluşurken, doğal gaz kullanımıyla birlikte bu durum tamamen ortadan kalkmıştır. Buna bağlı olarak, çalışanların sağlık durumları ve çalışma verimlerinde iyileşme ortaya çıkmıştır.

Çalışma ortamının temiz olmasını gerektiren çeşitli sektörlerde doğal gaz kullanımı, hatalı üretim miktarının azalması açısından önemli ölçüde katkıda bulunmaktadır. Örneğin; beyaz eşya üreten fabrikaların önemli sorunlarından birisi, ortam havasının kirliliğidir. Plastik parçalar taşıdıkları statik elektriğin de etkisiyle, ortamdan her türlü kirletici partikülleri hızla üzerlerinde toplamaktadırlar.

Mamul genellikle, beyaz olduğundan ve satışa sunulurken de temiz ve estetik görünmesi gerektiğinden, üretim bantları boyunca yoğun temizleme operasyonlarına gereksinim duyulmaktadır. Doğal gaz kullanımına geçildikten sonra, bu sorun önemli ölçüde azalmıştır. Ayrıca, doğal gaz yakan kazan ve fırınlarda sıcaklık kontrolünün daha iyi yapılabilmesine bağlı olarak, aynı kalitedeki ürünü daha az enerji kullanarak elde etmek mümkün olmakta ve böylece işletmenin verimliliği artmaktadır.

2.1.5. Türkiye’de Doğal Gaz Kullanılan Şehirlerdeki Gaz Tüketiminin Gelişimi

1986 yılında BOTAŞ’ın Rusya ile yaptığı anlaşma ile bazı elektrik santrali ve sanayi tesislerinde kullanılmasında yarar görülerek ülkemize getirilen doğal gaz konut tüketiminde de kullanılmak üzere önce 1988 yılında Ankara’da sonra da sırasıyla; 1992 yılında İstanbul’da ve 1993 yılında Bursa’da satışa sunuldu.

Öncelikle çevresel nedenlerle kullanılmaya başlanan doğal gazın Ankara, İstanbul, Bursa, Eskişehir ve İzmit de ki şehir kullanımının çok olumlu sonuçlar vermesinden sonra, diğer şehirlerimizden ve sanayiden gelen yoğun talep üzerine BOTAŞ gaz temin çalışmalarının arttırdı. Bu süreç içinde konut ve sanayi kullanımına doğal gazla çalışan yeni elektrik santralleri ve kojenerasyon tesislerinin kurulması da eklenince, doğal gaz arzı önemli bir sorun olmaya başladı.

BOTAŞ 1995 yılından itibaren; Nijerya, Cezayir, İran, Rusya Federasyonu (Mavi Akım), Batı Hattından ilave gaz ve Türkmenistan ile Azerbaycan’dan toplam 57,8 milyar m³’lük doğal gaz alım anlaşması yaptı. Şu an için 2005 yılında devreye girmesi planlanan 22,6 milyar m³’lük Türkmenistan ve Azerbaycan anlaşmalarındaki miktarı da dahil edersek toplam 90,4 milyar m³’lük doğal gaz arzı yapabilecek durum söz konusudur. Bu miktarda 2003 ün satışları, hiç ilave artış gerçekleşmemesi koşulu ile, göz önüne alındığında Türkiye’nin 4 yıllık doğal gaz ihtiyacını karşılayacak seviyededir³⁶.

Türkiye’nin 1987’den günümüze doğal gaz alım ve satış değerleri aşağıdaki tablolarda görüldüğü gibi her yıl artmaktadır.

³⁶ Muhittin Tekman, “Doğal Gaz Kullanılan Şehirlerdeki Abone Miktarları ile Gaz Tüketiminin Gelişimi ve Güncel Durumu” , Doğal Gaz LPG ve Fuel Oil Dergisi, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Nisan 2004, ss. 42-43.

Çizelge 2.2: TÜRKİYE'DE YILLAR İTİBARIYLA DOĞAL GAZ VE LNG ALIM MİKTARLARI

	RUSYA FED.	İRAN	MAVİ AKIM	CEZAYİR	NİJERYA	TPAO	SPOT LNG	TOPLAM (Milyon cm ³)
1987	432		-	-	-	88	-	520
1988	1.136		-	-	-	42	-	1.178
1989	2.986		-	-	-	116	-	3.101
1990	3.246		-	-	-	111	-	3.358
1991	4.031		-	-	-	66	-	4.097
1992	4.430		-	-	-	31	-	4.461
1993	4.952		-	-	-	23	-	4.975
1994	4.957		-	418	-	2	-	5.377
1995	5.560		-	1.058	-	-	240	6.859
1996	5.524		-	2.436	-	-	80	8.041
1997	6.574		-	3.300	-	-	-	9.874
1998	6.539		-	3.051	-	150	644	10.383
1999	8.693		-	3.256	77	299	331	12.657
2000	10.079		-	3.962	780	154	-	14.975
2001	10.931	115	-	3.985	1.337	-	-	16.368
2002	11.603	670	-	4.078	1.274	-	-	17.624
2003	11.422	3.520	1.252	3.860	1.126	-	-	21.182
2004(*)	2.303	615	648	867	151	-	-	4.586

(*) Şubat ayı itibarıyla

Kaynak: BOTAS Faaliyetler:doğal gaz Alım satım tabloları,
(http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp)

Çizelge2.3: TÜRKİYE'DE 2004 YILI İTİBARIYLA DOĞAL GAZ ALIM MİKTARLARI

	RUSYA FED. (GAZEXPORT)	RUSYA FED. (TURUSGAZ)	İRAN	MAVİ AKIM	CEZAYİR	NİJERYA	TOPLAM (Milyon cm ³)
OCAK	566	634	323	361	445	78	2.407
ŞUBAT	530	573	293	287	423	74	2.180

Kaynak: BOTAS Faaliyetler:doğal gaz Alım satım tabloları,
(http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp)

Çizelge2.4: TÜRKİYE'DE YILLAR İTİBARIYLA DOĞAL GAZ VE LNG SATIŞ MİKTARLARI

	ELEKTRİK	GÜBRE	KONUT	SANAYİ	TOPLAM (Milyon cm ³)
1987	522	-	-	-	522
1988	1.034	152	0.05	-	1.186
1989	2.759	382	7	5	3.153
1990	2.599	501	50	222	3.373
1991	2.908	485	190	547	4.132
1992	2.633	652	375	861	4.521
1993	2.595	797	549	1.011	4.952
1994	3.037	612	647	955	5.251
1995	3.857	732	1.014	1.190	6.793
1996	4.174	830	1.526	1.376	7.906
1997	5.019	761	2.041	1.899	9.721
1998	5.491	493	2.247	2.041	10.271
1999	7.950	144	2.429	1.858	12.382
2000	9.733	113	2.806	1.914	14.566
2001	10.994	121	2.849	2.063	16.027
2002	11.631	497	2.973	2.277	17.378
2003	13.513	469	3.944	3.013	21.000
2004(*)	2.220	89	1.590	608	4.509

(*) Şubat ayı itibarıyla

Kaynak: BOTAS Faaliyetler:doğal gaz Alım satım tabloları,
(http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp)

Çizelge2.5: TÜRKİYE'DE 2004 YILI İTİBARIYLA DOĞAL GAZ SATIŞ MİKTARLARI

	ELEKTRİK	GÜBRE	KONUT	SANAYİ	TOPLAM (Milyon cm ³)
OCAK	1.172	47	850	317	2.388
ŞUBAT	1.048	42	740	290	2.120

Kaynak: BOTAS Faaliyetler:doğal gaz Alım satım tabloları,
(http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp)

Günümüzde şehir gaz dağıtım kuruluşları tarafından satışı gerçekleşmiş olduğu beyan edilen yıllık doğal gaz miktarı 2003 yılı için toplam 3 milyar 650 m³'tür. Bu miktar içinde İstanbul'da İgdaş tarafından satılan miktar: 2 milyar 319 milyon m³, Ankara'da Ego tarafından satılan miktar: 859 milyon m³, Bursa'da Bursagaz tarafından satılan miktar: 250 milyon m³, Eskişehir'de Esgaz tarafından satılan miktar: 119 milyon m³ ve İzmit'te İzgaz tarafından satılan miktar 102 milyon m³ olarak açıklanmıştır.

1988 yılında Ankara'da 853 abone ile başlayan doğal gaz kullanımı 1992 yılında İstanbul'un devreye girmesiyle 141 bin 687 aboneye, ve 1993 yılında Bursa'nın devreye girmesiyle birlikte toplam 409 bin 214 aboneye ulaştı. 1997 yılına gelindiğinde ise hem Eskişehir, hem de İzmit'te doğal gaz kullanımının başlamasıyla gaz kullanan abone miktarı toplam 1 milyon 515 bine yükseldi. 2003 yılında İstanbul'daki doğal gaz kullanan abone; 876 bin, Ankara'daki gaz kullanan abone ;485 bin, Bursa'daki abone sayısı; 109 bin, Eskişehir'de; 33 bin, İzmit'teki gaz kullanan abone sayısı; 11 bin adete ulaşmıştır³⁷.

2.1.6. Türkiye'de Doğal Gaz Kullanımının Yaygınlaştırılması Süreci

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile birlikte ülkemizde doğal gaz piyasası kamu tekeline çıkarılıp özel sektörün katılımına açılmıştır.

Kanunun neler getirdiğine baktığımızda, artık piyasanın özel sektör faaliyetlerine açıldığı ve belirli kriterler çerçevesinde, belirli şartlara haiz kişiler doğal gaz piyasasında faaliyette bulunma hakkı elde ettiği görülmektedir. Kanunun tekeli kalkmış ve tarifelerde doğal gaz piyasasıyla doğrudan ilişkisi olmayan hiçbir maliyetin yer almaması ve şirketlere yüksek standartlarda hizmet etme zorunluluğu getirilmiştir.

Kanun ile piyasa payında bir sınırlama gelmektedir. Hiç kimse yıllık ulusal doğal gaz tüketim tahmininin %20 sinden fazlasını alıp satamayacaktır. Bu şekilde kamu sektörünün tekeli kaldırılırken, özel sektör tekelinin de oluşması engellenmektedir. Ayrıca serbest tüketici kavramı getirilmiştir. Yıllık tüketimi belirli miktarı aşan tüketiciler (serbest tüketiciler) tedarikçilerini kendileri tespit ederek, fiyatlarda ve diğer şartlarda anlaşarak doğal gazı bu satıcılardan alım serbestisine sahip oldular.

Piyasanın serbest ve rekabetçi bir şekilde işleyebilmesi için kanun ile piyasada bulunan herkese lisans alma zorunluluğu getirildi. Aralık 2003 tarihi itibarıyla verilen lisans sayısı 36'dır. Bunların dağılımı şöyledir: CNG 9, Depolama 3, İthalat 9, İletim 1, LNG İletim 2, Toptan Satış 4, Dağıtım 8.

2003 yılı içerisinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu Tarafından, 13 şehir merkezi için Doğal Gaz Dağıtım Lisans ihalesi yapılmıştır. Bu iller: Kayseri, Konya, Erzurum, Çorlu, Gebze, İnegöl, Çatalca, Bandırma, Balıkesir, Sivas, Kütahya, Konya Ereğli, Çorum'dur.

³⁷ Tekman, a.g.m., s. 44.

Piyasanın açılmasının en önemli unsurlarından birisi de, doğal gaz alım anlaşmalarının BOTAS tarafından devredilmesidir. Eğer bu gerçekleşmezse sadece dağıtımda yapılan özelleştirme ile özel sektörün eliyle dağıtım hizmetinin sunulması sağlanabilir. Ancak bu da piyasada tam bir serbestiyi sağlayamaz.

Kanun 2002 Kasım ayından itibaren her yıl BOTAS'ın, elindeki kontratların yüzde onunu devretmesini öngörmektedir. Bu devir, BOTAS'ın piyasa payının ülke tüketiminin %20'sine inene kadar (2009'un sonuna kadar) gerçekleştirilecek ve 2009 dan itibaren BOTAS, iletim, ticaret, depolama olarak üç ayrı şekilde faaliyetlerine devam edecektir. Ancak bu daha gerçekleşmemiştir³⁸.

Doğal gaz alım anlaşmalarının devri BOTAS'ın ithalat tekeline son verilebilmesi, piyasanın serbestleştirilebilmesi, piyasanın oluşturulması, doğal gazın kaliteli, sürekli, ucuz, rekabete dayalı esaslar çerçevesinde tüketicilere sunulması açısından önem taşımaktadır.

2.2. Petrol

Ülkemizde 2002 yılında 16.775.560 varil petrol üretilmiştir. Bu üretimin %70'i TPAO sahalarından 11.728.892 varil (1.712.038 ton) ham petrol olarak temin edilmiştir.

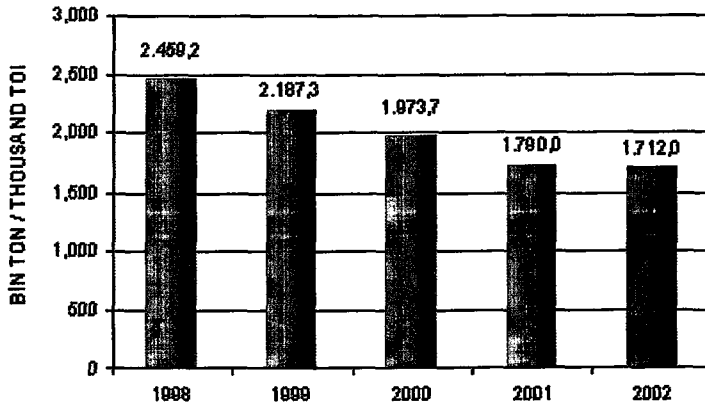
2002 yılı başında 669 olan üretim kuyusu sayısı 13 yeni, 24 eski kuyunun devreye girmesi, 13 kuyunun da devreden çıkmasıyla 693 olmuştur. 1986 yılından bu yana yürütülmekte olan Batı Raman Sahası Petrol Üretimini Yükseltme Projesi kapsamında bugüne kadar rezervuara toplam olarak 5.848,5 milyon m³ karbondioksit gazı basılmıştır. Bu amaçla Dodan Sahası'ndan toplam 4.839,8 milyon m³ karbondioksit gazı üretilmiştir. Batı Raman Sahası'ndan 2002 yılı sonuna kadar 84.520.947 varil petrol üretilmiş olup, bunun 48.551.726 varillik kısmı proje sayesinde üretilmiş olan ilave petroldür. Yıl içinde sahaya toplam 485,2 milyon m³ gaz basılmış, 416,1 milyon m³ gaz geri üretilmiştir. Üretilen gazdan tekrar yararlanabilmek amacı ile bu gazın 174,4 milyon m³'lük kısmı rezervuara yeniden basılmıştır.

1983 yılında ara verilen ve 1992 yılında tekrar başlayan Garzan Su Enjeksiyonu Projesi kapsamında Garzan-B Sahası'na 2002 yılı sonuna kadar toplam 15 kuyudan, yıl içinde 1.812.531 varil olmak üzere toplam 18.496.712 varil su enjeksiyonu yapılmıştır.

Garzan-C Sahası'na ise 2002 yılı sonuna kadar 11 kuyudan yıl içinde 2.607.910 varil olmak üzere toplam 19.612.704 varil su enjeksiyonu yapılmıştır.

Ülkemizde 1998 yılından itibaren ham petrol üretiminin düşüşü aşağıdaki tabloda görülmektedir.

³⁸ Metin Başlı, "2003'te Doğal Gaz Piyasası", *Doğal Gaz LPG ve Fuel Oil Dergisi*, İstanbul: Sistem Yayıncılık, Ocak-Şubat 2004, ss. 46 – 47.

Grafik 2.2: Türkiye’de Ham Petrol Üretimi

Kaynak: TPAO Faaliyetler: Ham Petrol Üretim,
(<http://www.tpao.gov.tr/rprte2/uretim.htm>)

Üretimini düşürmeme politikasına paralel olarak, TPAO ülke içerisindeki rezerv geliştirme ve üretim faaliyetlerine devam etmiştir. Ağır petrol ihtiva eden sahalardaki üretim sorunları özel teknik uygulamalar gerektirmektedir. Bu amaçla üretimdeki azalmayı telafi etmek ve varolan potansiyeli değerlendirmek için çeşitli rezervuar çalışmaları başlatılmıştır³⁹.

a) Batı Raman Sahası’nda uygulanmakta olan karbondioksit enjeksiyonundan daha iyi sonuç almak amacıyla başlatılan ve 3 enjeksiyon kuyusuna polimer/jel basılmasını öngören enjeksiyon profilini iyileştirme pilot projesi tamamlanmış ve üç kuyuya polimer/jel basımı başarıyla gerçekleştirilmiştir. Proje, ileride 50 kuyuluk bir alanda polimer/jel kullanılarak ve su-ardışık gaz uygulaması ile karbondioksitin süpürme verimini artırmayı amaçlamaktadır.

b) Batı Kozluca Sahası’na karbondioksit/su-ardışık gaz enjeksiyonunun uygulanabilirliği bir rezervuar çalışması dahilinde araştırılmış, olumlu sonuçların alınmasını takiben alt yapı yatırımlarına başlanmıştır.

³⁹ Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), *Faaliyetler: Üretim*, Ankara, 2003
(<http://www.tpao.gov.tr/rprte2/uretim.htm>).

2.2.1. Petrol Boru Hatları ve Türkiye

A. Irak – Türkiye Ham Petrol Boru Hattı

Irak - Türkiye Ham Petrol Boru Hattı Sistemi, Irak'ın Kerkük ve diğer üretim sahalarından elde edilen ham petrolü Ceyhan (Yumurtalık) Deniz Terminali'ne ulaştırmaktadır. 35 Milyon ton yıllık taşıma kapasitesine sahip bulunan söz konusu boru hattı, 1976 yılında işletmeye alınmış ve ilk tanker yüklemesi 25 Mayıs 1977'de gerçekleştirilmiştir.

1983 yılında başlayıp, 1984 yılında tamamlanan I. Tevsi Projesi ile hattın kapasitesi 46.5 Milyon ton/yıl'a yükseltilmiştir. I. Boru Hattı'na paralel olan ve 1987 yılında işletmeye alınan II. Boru Hattı ile de yıllık taşıma kapasitesi 70.9 Milyon ton'a ulaşmıştır.

Körfez Krizi sırasında Birleşmiş Milletler'in (BM) Irak'a uyguladığı ambargo nedeniyle Ağustos 1990'da işletmeye kapatılan Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı, BM'nin 14 Nisan 1995 tarih ve 986 sayılı kararına istinaden, 16 Aralık 1996 tarihinde, sınırlı petrol sevkiyatı için tekrar işletmeye alınmış olup, altışar aylık dönemler itibariyle petrol sevkiyatına devam edilmektedir.

Birleşmiş Milletler tarafından Irak'a verilen izinler doğrultusunda 2002 yılında Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı ile taşınan ham petrol miktarı 175.667 Bin Varildir⁴⁰.

B. Ceyhan – Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı

Kırıkkale Rafinerisi ham petrol ihtiyacını karşılayan bu boru hattı, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'ndan Ekim 1983 tarihinde devralınmış olup, Eylül 1986 tarihinde işletmeye açılmıştır. 448 km. uzunluğundaki hattın yıllık taşıma kapasitesi ise 5 Milyon ton'dur. Ceyhan Deniz Terminali'nden başlayarak, Kırıkkale Rafinerisi'nde son bulan boru hattı üzerinde 2 pompa istasyonu, 1 pig istasyonu ve 1 adet dağıtım terminali mevcuttur.

Ceyhan-Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı ile 2002 yılında 26.510 bin varil ham petrol taşınmıştır⁴¹.

C. Batman – Dörtyol Ham Petrol Boru Hattı

Batman ve çevresinden çıkarılan ham petrolü tüketim noktalarına ulaştırmak üzere 4 Ocak 1967 tarihinde Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı tarafından işletmeye açılan bu

⁴⁰ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), *Ham Petrol Boru Hattı Faaliyetleri: Irak-Türkiye*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/faliyetler/irak.asp>).

⁴¹ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), *Ham Petrol Boru Hattı Faaliyetleri: Ceyhan-Kırıkkale*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/faliyetler/ceyhan.asp>).

hattın mülkiyeti, 10 Şubat 1984 tarihinde BOTAŞ'a devredilmiştir. Yıllık taşıma kapasitesi 3.5 Milyon ton olan boru hattının uzunluğu ise 511 km.'dir.

2002 yılında, Batman-Dörtüyl Ham Petrol Boru Hattı ile taşınan ham petrol miktarı 18.725 Bin varildir⁴².

D. Şelmo – Batman Ham Petrol Boru Hattı

Şelmo sahasında üretilen ham petrolü Batman Terminali'ne taşıyan boru hattının uzunluğu 42 km. olup, yıllık taşıma kapasitesi 800.000 ton'dur.

Şelmo-Batman Ham Petrol Boru Hattı ile 2002 yılında 691 Bin varil ham petrol taşınmıştır⁴³.

Çizelge2.6: TÜRKİYE'DE YILLAR İTİBARIYLA TAŞINAN HAM PETROL MİKTARLARI (BİN VARIL)

	IRAK- TÜRKİYE HPBH	CEYHAN - KIRIKKALE HPBH	BATMAN - DÖRTYOL HPBH	ŞELMO - BATMAN HPBH
1990	339.939	21.130	22.544	1.526
1991	-	17.697	27.944	1.332
1992	-	20.374	25.732	1.295
1993	-	24.210	23.041	804
1994	-	22.648	22.289	1.088
1995	-	24.887	20.146	832
1996	5.215	29.642	16.979	751
1997	134.562	27.644	18.753	703
1998	277.671	23.435	17.128	644
1999	305.603	28.897	17.767	611
2000	285.716	24.751	18.904	825
2001	230.855	24.779	19.836	793
2002	175.667	26.510	18.482	691
2003	60.824	26.357	9.417	851
2004(*)	-	3.868	697	145

(*) Şubat ayı itibarıyla

Kaynak: BOTAŞ, Faaliyetler: Ham petrol boru hattı taşımacılığı,
(<http://www.botas.gov.tr/faliyetler/hampetrol.asp>)

⁴² Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), *Ham Petrol Boru Hattı Faaliyetleri: Batman-Dörtüyl*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/faliyetler/batman.asp>).

⁴³ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), *Ham Petrol Boru Hattı Faaliyetleri: Şelmo-Batman*, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/faliyetler/selmo.asp>).

Çizelge 2.7: 2004 YILI AYLAR İTİBARIYLA TAŞINAN HAM PETROL MİKTARLARI (BİN VARIL)

	IRAK-TÜRKİYE HPBH	CEYHAN-KIRIKKALE HPBH	BATMAN-DÖRTYOL HPBH	ŞELMO-BATMAN HPBH
Ocak	-	2.041	597	78
Şubat	-	1.827	100	67

Kaynak: BOTAS, Faaliyetler: Ham petrol boru hattı taşımacılığı,
(<http://www.botas.gov.tr/faliyetler/hampetrol.asp>)

2.2.2. Yurt Dışı Petrol Arama Faaliyetleri

A. Kazakistan

TPAO'nun, Kazakistan'daki faaliyetleri iştiraki Kazaktürkmunay (KTM) Ltd. tarafından yürütülmektedir.

Ortak şirket üretime yönelik faaliyetlerini, Batı Kazakistan'daki Precaspian Baseni'nde yeralan Aktübinsk ve Aktau Bölgeleri'ndeki 2 ruhsatta 2.293 km²'lik alanda sürdürmektedir. Keşif yapılan sahalardan Aktau Bölgesi'ndeki Batı Yelemez ve Doğu Saztübe Sahalarında 3.000 varil/gün, Aktübinsk Bölgesi'ndeki Laktibay Sahasında ise 1.550 varil/gün ile sürekli üretime devam edilmektedir. Batı Yelemez Sahası'nda 1996 yılında ticari keşif ilan edilmiştir. KTM Ltd. ortak şirketinin 2002 yılı sonu kümülatif petrol üretimi 1.023.324 tondur (7.680.058 varil).

Ayrıca, Aktübinsk Bölgesi'nde yeralan Güney Karatübe geliştirme projesine yönelik değerlendirme çalışmaları tamamlanmış olup, proje "Ticari Keşif İlanı" için karar aşamasındadır⁴⁴.

B. Azerbaycan

TPAO, 2002 sonu itibariyle Azerbaycan'da 4 adet arama, geliştirme ve üretim projesine ortaktır. Bunlar, ACG (Azeri-Çıralı-Güneşli) Projesi (%6,75), Şah Deniz Projesi (%9), Kürdaşı Projesi (%5) ve Alov Projesi (%10)'dir. Bakü-Tiflis-Ceyhan Ana İhraç Ham Petrol Boru Hattı Projesini hayata geçirmek amacıyla kurulan BTC Co.'da ise Ortaklığımız

⁴⁴ TPAO, *Yurt Dışı Projeler: Kazakistan*, Ankara, 2003, (<http://www.tpa.gov.tr/rprte2/ypg.htm>).

%6,53 hisseye sahiptir. Ayrıca, Ortaklığımız hissesi oranında Şah Deniz gazını taşıyacak Güney Kafkasya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nde de yer almaktadır⁴⁵.

a) A.C.G.

Azerbaycan Cumhuriyeti Devlet Petrol Şirketi (SOCAR) ile yabancı şirketlerin oluşturduğu konsorsiyum (AMOCO, BP, DELTA, STATOIL, LUKOIL, MCDERMOTT, PENNZOIL, RAMCO, TPAO ve UNOCAL) arasında ACG Projesi ile ilgili olarak Ortak Geliştirme ve Üretim Paylaşımı Anlaşması 20 Eylül 1994'te Bakü'de imzalanmış ve Azerbaycan Parlamentosu'nda onaylanarak 12 Aralık 1994'te yürürlüğe girmiştir. Projenin halihazırdaki ortakları SOCAR (%10), BP (%34,14), LUKOIL (%10), UNOCAL (%10,28), STATOIL (%8,56), EXXONMOBIL (%8), TPAO (%6,75), ITOCHU (%3,92), DEVON (%5,63) ve DELTAHESS (%2,72) şirketleridir. Ayrıca Ortaklığımız, petrol üretimi başladıktan sonra petrol satış gelirlerinden faizi ile birlikte geri ödenmek üzere, TPIC vasıtasıyla SOCAR'ın %5 hissesinin finansmanını da üstlenmiştir. Üç aşamada geliştirilmesi öngörülen tam saha geliştirmenin ilk aşaması (Faz-1) 30 Ağustos 2001 tarihinde tüm ortaklarca onaylanmış olup, 2005 yılında üretime geçecektir. Faz-2 Projesi ise 17 Eylül 2002 tarihinde onaylanarak, 2006 yılında üretime başlayacak şekilde uygulama aşamasına geçmiştir. 1997 yılı sonunda başlayan üretim, 2002 yılı sonunda ortalama 11 kuyuda Erken Petrol Projesi kapsamında, günde yaklaşık 138 bin varil seviyesine ulaşmıştır⁴⁶.

b) Şah Deniz

Şah Deniz yapısı, Güney Hazar'da Bakü'nün 70 km. Güneydoğusu ve Azeri-Güneşli-Çıralı sahasının 70 km. Güneybatısında yer almaktadır. Ruhsat alanı yaklaşık 860 km²'lik bir alanı kapsamaktadır.

TPAO'nun, bağlı ortaklığı TPOC Ltd. Şirketi vasıtası ile ortak olduğu Hazar Denizi'nin Azerbaycan sektöründeki Şah Deniz Projesi; BP-StatOil ve TPOC Ortaklığı tarafından yapının hidrokarbon potansiyelinin araştırılması amacı ile başlatılmıştır. Projenin şu andaki ortakları ise BP (%25,5), STATOIL (%25,5), SCA (SOCAR Commercial Affiliate %10), TOTALFINAELF (%10), LUKAGİP (%10), NICO (NaftIran Intertrade Co. Ltd. %10) ve TPOC (%9) şirketleridir. Şah Deniz Projesi için Arama, Geliştirme ve Üretim Paylaşımı Anlaşması 4 Haziran 1996 tarihinde Bakü'de imzalanmış ve 17 Ekim 1996 tarihinde Azerbaycan Parlamentosu'nda onaylanarak yürürlüğe girmiştir.

2001 yılında projenin arama ve uzatma arama dönemi mükellefiyetleri tamamlanmış, Ticari Doğal Gaz ve Kondensat Keşfi İlanı yapılmış (6 Mart 2001), keşfedilen doğal gaz için BOTAŞ-SOCAR arasında Alım-Satım Anlaşması ve Türkiye-Gürcistan arasında da 12 Mart 2001 tarihinde Hükümetlerarası Anlaşma imzalanmıştır. Satış anlaşması 6,6 milyar

²⁵ TPAO, *Yurt Dışı Projeler: Azerbaycan* Ankara, 2003, (<http://www.tpao.gov.tr/rprte2/ydpg.htm>).

²⁶ TPAO, *Yurt Dışı Projeler: Azerbaycan*, a.g.m.

m3 doğal gazın 15 yıl boyunca Türkiye'ye ulaştırılmasını kapsamaktadır. Anlaşmanın geliştirme ve üretim fazı toplam 30 yıl olarak belirlenmiştir. Projenin Birinci Geliştirme ve Üretim Dönemi Programı SOCAR tarafından 28 Haziran 2001 tarihinde onaylanmıştır. Projeye ilişkin Saha Geliştirme İnşaat Kararının 2003 yılı ilk çeyreğinde alınması planlanmaktadır⁴⁷.

c) Alov

TPAO'nun Azerbaycan'da yine TPOC Ltd. kanalı ile girdiği Alov Arama Projesi Güney Hazar Denizi'nin orta kesiminde yer almakta olup, Sharg, Alov ve Araz adlı 3 ayrı noktadan oluşmaktadır. 20 Temmuz 1998 tarihinde imzalanan Arama, Geliştirme ve Üretim Paylaşımı Anlaşması, Azerbaycan Milli Meclisi'nin 18 Aralık 1998 tarihindeki onayı ile yürürlüğe girmiştir. Ortaklığımız 29 Temmuz 1998 tarihinde "Katılım Anlaşması" imzalayarak projede yer almıştır. Proje'nin %40'ı SOCAR Oil Affiliate (SOA)'a ait olup diğer hisseler BP (%15), STATOIL (%15), EXXONMOBIL(%15), TPOC (%10) ve AEC (%5) arasında paylaşılmıştır. Üç yıllık arama süresi olan bu projede 1.400 km2 3 boyutlu sismik etüd yapılmıştır. Projenin mükellefiyeti olan 3 arama kuyusundan ilkinin 2005 yılında kazılması öngörülmektedir⁴⁸.

C. Libya

TPAO'nun Libya'daki faaliyetleri Ghadames Baseni'ndeki NC-188 ve Sirte Baseni'ndeki NC-189 no.'lu bloklardadır. 05 Ekim 1999 tarihinde TPAO adına TPOC, Libya Milli Petrol Şirketi NOC ile Arama ve Üretim Paylaşımı Anlaşması imzalamıştır. 22 Şubat 2000 tarihinde Libya Halk Meclisi'nin onayını takiben yürürlüğe giren anlaşmaya göre, 5 yıllık arama döneminde 5 kuyu kazılması ve sismik veri toplama yükümlülüğü bulunmaktadır. Anlaşmanın yürürlüğe girmesini takiben TPOC, arama çalışmalarını yürütmek için TPOC Libya Branş Ofisini açarak faaliyetlerine başlamıştır. Her iki blok ile ilgili mevcut kuyu verileri ve reproses edilen sismik veriler değerlendirilmiş olup, 2002 yılı içerisinde her iki blokta yeni sismik veri toplama ve işleme çalışmaları tamamlanmıştır. Yeni sismik verilerin yorumlanması devam etmektedir. İlk arama mükellefiyet kuyusunun 2003 yılında kazılması planlanmıştır⁴⁹.

⁴⁷ TPAO, *Yurt Dışı Projeler: Azerbaycan*, a.g.m.

⁴⁸ TPAO, *Yurt Dışı Projeler: Azerbaycan*, a.g.m.

⁴⁹ TPAO, *Yurt Dışı Projeler: Libya*, Ankara, 2003, (<http://www.tpao.gov.tr/rprte2/ypdg.htm>).

2.3. Taş Kömürü ve Linyit

2.3.1. Taşkömürü

Türkiye'nin en önemli taşkömürü havzası Zonguldak yöresinde, batıda Ereğli'den başlayarak doğuda Söğütözü'ne kadar 200 km uzunluğunda bir kuşak üzerinde yer almaktadır. Burası Kuzey Batı Anadolu Karbonifer Havzası olarak da bilinmektedir. Bu yörede kanıtlanmış kömür rezervi, görünür 428 ve muhtemel 449 milyon tondur. Ayrıca, Antalya-Kemer ve Diyarbakır-Hazro yörelerinde rezervi 20 milyon ton kadar ve önemli ekonomik değeri olmayan iki küçük taşkömürü yatağı bulunmaktadır. Zonguldak havzasındaki taşkömürü alanının tamamı Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) elindedir.

Çizelge 2.8: Türkiye'de Taşkömürü rezervinin sahalara dağılımı ve özellikleri (1997)

Saha	Görünü (10 bin ton)	Muhtemel (10 bin ton)	Mümkün (10 bin ton)	Toplam (10 bin ton)	Su (%)	Kül (%)	Alt Isıl Değeri (kj/kg)
Zonguldak Armutçuk	19 615	11 509	10 185	41 309	6	9	6 275
Zonguldak Kozlu	63 400	55 926	47 975	167 301	5	12	6 740
Zonguldak Üzülmez	161 135	94 342	74 020	329 497	5	12	6 740
Zonguldak Karadon	151 442	153 752	117 144	422 338	5,5	13	6 710
Bartın Amasra	32 799	133 304	-	166 103	7	14	5 840
Toplam	428 391	448 833	249 324	1126548			

Kaynak: TÜSİAD, Yirmi Birinci Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi, s.57

Türkiye'nin bilinen taşkömürü rezervi toplam olarak 1.126.548.000 tondur. Zonguldak havzasına ait kömür damarları, jeolojik ortamın gereği, düzgün olmayıp, merceksi yapıdadır. Ayrıca, kömürlü seviyeler son derece kıvrımlı ve faylıdır. Bu jeolojik özelliklerden dolayı sahada önemli işletme sorunları bulunmaktadır. Bir diğer deyişle işletilmesi oldukça güç taşkömürü yatağıdır⁵⁰.

Türkiye Kömür İşletmeleri tarafından yapılan taşkömürü üretimi 2003 yılında 23 milyon ton olmuştur. Bu üretimin 21 milyon tonunun satışı gerçekleşmiştir. Bu satışın yaklaşık 18 milyon tonu termik santrallere yapılmıştır. Türkiye Kömür İşletmeleri, 2004 yılında termik santrallerin talebine bağlı olarak 27,2 milyon ton kömür üretimi planlamıştır. Bu üretimin

⁵⁰ Mustafa Özcan Ültanır, *Yirmi birinci Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi*, İstanbul: Türk Sanayicileri ve İşadamları Derneği Yayınları, 1998, ss. 57 – 58.

5,5 milyon tonunu ısınma ve sanayi sektörüne, 21,6 milyon tonunu da termik santrallere verecektir⁵¹.

Türkiye’de yeni taşkömürü yataklarının bulunarak üretime alınması önem taşımaktadır. Yukarı da belirtilen sahalar dışında kalan diğer alanlarda, MTA tarafından yapılan aramalardan olumlu sonuç alınamamıştır. Bununla beraber, yine Zonguldak yöresinde Bartın ile Cide arasında kalan alanda üretime elverişli yeni yatakların bulunması olanaklı görülmektedir. Her şeyden önce yörenin jeolojik yapısı buna uygundur. Ayrıca, bu yörede TPAO tarafından yapılan petrol amaçlı derin sondajlarda (Çakraz ve Gegendere sondajlarında) taşkömürü varlığı saptanmıştır. Bu yörede ekonomik derinliklerdeki yataklardan taşkömürü üretimini hedefleyen ayrıntılı arama projelerinin geliştirilmesi yararlı olacaktır.

Geçen 15 yıldır uygulanan ekonomik politikaların sonucu, MTA Genel Müdürlüğü’nün ödenek sıkıntısı çekmesi, 3213 Sayılı Maden Kanunu’nun aramalar konusunda söz konusu Genel Müdürlüğün çalışmalarına sınırlamalar getirmesi, ülkede kömür ve diğer fosil kökenli enerji hammaddeleri aramalarını durdurmuş durumdadır. 3213 Sayılı Maden Kanunu, maden aramalarını MTA Genel Müdürlüğü için kendi ruhsat alanları ile sınırlı tutmuştur. MTA’nın sahip olduğu ruhsat alanlarının, kanunun çıktığı tarihte ülke genelinde % 4’ün altında olması, yeni kömür yataklarının bulunmasını olumsuz etkilemiştir. MTA Genel Müdürlüğü yasal kısıtlamayı, 1993 yılında yürürlüğe koyduğu "Tip Mukaveleli Etüdler Projesi" ile aşmaya çalışmışsa da, bu aramalardan olumlu gelişme sağlanamamıştır. Ticari bir amacı olmayan, enstitü karakterli araştırmacı bir kuruluş olan MTA’nın tüm arama çalışmalarını ruhsata bağlı olmaksızın sürdürmesi, bulgularını üretici kuruluşlara aktarması temel ilke olmalıdır.

Günümüzde yok denecek kadar azalan son derece sınırlı kömür arama çalışmaları daha çok endüktif prospeksiyon yöntemi ile sürdürülmekte, dedüktif prospeksiyon yöntemi üzerinde yeterince durulmamaktadır. Gerçi, MTA 1980’li yıllardan itibaren geniş kapsamlı havza etütleri başlatmıştır. Ülkemizde görünür mostra ve emareye dayanan endüktif prospeksiyon yerine, kömür oluşumları içermesi olası sedimantasyon havzalarını ortaya çıkarmayı hedefleyen dedüktif kömür prospeksiyonu uygulanmalıdır⁵².

2.3.2. Linyit

Türkiye’nin enerji kaynakları arasında linyitin çok önemli bir yeri vardır. Ülkede 1960 yılına kadar yapılan aramalarda, daha çok yüksek ısı değerli linyit alanları üzerinde durulmuştur. 1960’lı yıllarda ise düşük ısı değerli linyitlerin termik santral yakıtı olarak

⁵¹ Hilmi Güler, "Enerji Bakanlığının Bir Yılı", *Enerji ve Kojenarasyon Dünyası*, İstanbul: Sistem Yayıncılık Kasım- Aralık 2003, , s. 26.

⁵² Ültanır, a.g.e., s. 59.

değerlendirilmesi gündeme gelmiştir. Bu bakış açısı ile aramalara da yeni bir yön verilmiştir. Bu aramalarla 117 ekonomik linyit alanı bulunmuştur.

Toplam rezerv 8.075 milyon tona ulaşmıştır. Bu değer 7.339 milyon tonu görünür rezervdir. Üretilbilir rezerv ise 3.900 milyon tondur. Toplam rezervin 3.300 milyon tonu Elbistan alanında bulunmaktadır. Toplam rezervin 2 860 milyon tonluk bölümü Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ), 3.480 milyon tonu TEAŞ ve geri kalanı özel sektör elindedir.

Toplam linyit rezervinin % 70'inin nem içeriği % 30'dan daha yüksek olup, rezervin % 60'ının nem içeriği % 40'ı aşmaktadır. Toplam linyit rezervinin % 85'inin kül içeriği % 20'den daha yüksektir. Kükürt içeriği % 2'den az olan bölüm rezervinin % 35.8'idir. Toplam rezervin % 54.6'sının kükürt içeriği % 2-3 arasındadır. Kükürt içeriği % 3-4 arasında olan bölüm rezervin % 7.7'si iken, % 1.9'unda kükürt içeriği % 4'ün üzerindedir.

Bilinen linyit rezervlerinin alt ısıl değeri 2.930-23.500 kJ/kg (kj: kilo jul, 1kj:238,8 cal.) arasındadır. Rezervin % 69'unun ısıl değeri 8.400 kJ/kg'dan azdır. Önemli bir bölümü olan % 29'unda ise 8.400-16 800 kJ/kg arasında bulunmaktadır.

1997 yılı linyit üretimi 57.387.000 tondur. Türkiye'de linyitin % 90'ı açık işletme ve kalanı yer altı işletmeciliği ile üretilmektedir. Linyit üretiminin 2010 yılında 108 milyon tona ve 2020 yılında da 199 milyon tona çıkarılması hedeflenmektedir. Ancak, bu üretimlerin nasıl gerçekleştirileceğine ilişkin kuşku vardır. 1980-1988 döneminde TKİ yatırımları 146-344 milyon ABD \$'ı düzeyinde seyrederken, 1988'den sonra çok hızlı bir düşme ile 10 milyon ABD \$'ı düzeylerine inilmiştir. Yeni projelere yönelik yatırımlar realize edilememektedir.

Linyit üzerinde durulması gereken konu, son yıllarda toplam rezervde önemli bir artış kaydedilmemiş olmasıdır. MTA tarafından keşfedilen ve önemli bir rezerv katkısı sağlayan son saha Adana- Tufanbeyli sahasıdır. 1989 yılında keşfedilen bu sahada saptanan toplam rezerv 334 milyon ton olmakla birlikte, bulunan linyitin ısıl değeri 5 450 kJ/kg'dır. Ayrıca, kömür damarları oldukça derinde bulunduğundan, bir ton kömür için gereken dekapaj miktarı 7.43 m³ olup, sahanın ekonomik işletilip işletilemeyeceği tartışmalıdır. 1989 yılına ait bu keşiften sonra yapılan aramalarla önemli rezerv katkısı sağlanamamıştır. Linyit aramalarının yeni bir strateji ile geliştirilmesi gerekir.

Taşkömürü aramaları ile ilgili olarak yukarıda belirtilen problemler linyit aramaları için de geçerlidir. Ülkenin ihtiyacı olan yüksek ısıl değerli Eosen yaşlı linyitleri için örtülü alanlar araştırılmalıdır. Özellikle dedüktif prospeksiyon kapsamında, pontitlerin Anadolu yaylalarına bakan kesimlerinde bulunan limnik yapılı, iyi kaliteli, rezervi sınırlı kömür oluşumları içermesi olası Eosen yaşlı ve gölsel kökenli formasyonların, Trakya bölgesinde yer alan paralik yapılı, çok damarlı, orta kaliteli kömür oluşumları içerebilecek Oligosen yaşlı karasal tatlı su çökellerinin, Batı Anadolu'da görülen Miyosen yaşlı karasal-gölsel fasiyesli Seyitömer, Tunçbilek, Soma kömür havzalarına benzer limnik sedimentlerin bulunduğu sahaların, Doğu Anadolu'da Pliyosen yaşlı, düşük kaliteli, az damarlı, önemli limnik kömür oluşumlarını içerebilecek tatlı su çökellerinin kömür yönünden ümitli ve potansiyel sahalar olarak araştırılması uygun görülmektedir.

Genel bir yaklaşımla, Türkiye’de Paleozoik-Mesozoik yaşlı kristalin temelini oluşturduğu sedimanter havza niteliğindeki çökelim havzalarının, günümüz topoğrafyasında ortaya çıkardığı pennelemler linyit yönünden ümitli sahalar olarak varsayılabilir. Bu kapsamda Türkiye çapında hazırlanacak genel dedüktif prospeksiyon programlarında, mekanik sondajlı aramalar yanında jeofizik yöntemlerden de yararlanma yoluna gidilmelidir. Doğu ve Güneydoğu Anadolu’daki volkanitlerin altında kalan karasal-gölsel fasiyesli sedimanter çökellerin kömür yönünden etüdü gündeme alınmalıdır⁵³.



⁵³ Ültanır, a.g.e., ss. 59 – 62.

Üçüncü Bölüm

TÜRKİYE’NİN YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

3.1. Hidroelektrik Enerji

Ülkemiz hızlı bir sosyal ve ekonomik gelişim göstermekte ve bu gelişmeye paralel olarak gereksinim duyduğu elektrik enerjisini kesintisiz, kaliteli, güvenilir ve ekonomik olarak çevreyi en az olumsuz etkileyecek şekilde üretmek durumundadır. Bu nedenle öncelikle yerli enerji kaynaklarından yararlanılarak projeler geliştirmeli ve gerekli yatırımlar yapılmalıdır.

Elektrik enerji üretiminde fosil ve nükleer yakıtlı termik ve doğal gazlı santraller yanında hidroelektrik santrallerin yenilenebilir olmaları ve puant çalışma gibi iki önemli özelliği mevcuttur. Ayrıca hidroelektrik santraller (HES); yerli doğal kaynakları kullanmaları, işletme bakım giderlerinin düşük olması, fiziki ömürlerinin uzun oluşu, en az düzeyde olumsuz çevresel etki oluşturmaları, kırsal kesimlerde ekonomik ve sosyal yapıyı canlandırması gibi nedenlerle diğer enerji üretim tesislerine göre üstünlük arz etmektedir⁵⁴.

Ülkemizin 2003 yılı sonu itibariyle tesbit edilen ekonomik hidroelektrik enerji potansiyeli 126 milyar kWh’dir. Ekonomik hidro elektrik potansiyelimizin %35’i (45155 GWh) kullanılmakta, %9’u (10129 GWh) inşa halinde ve %56’si (72339 GWh) ise aşamalardan (ilk etüt, ön inceleme, master plan, planlama ve kesin proje) oluşan proje düzeyindedir.

126 milyar kWh’lik yıllık ortalama enerji üretim değeri oluşturan 566 adet hidroelektrik santralinin 130’ü işletmede, 31’si inşa halinde ve geri kalan 405 adet ise proje seviyesindedir⁵⁵.

Türkiye 433 milyar kWh brüt teorik hidroelektrik potansiyeli ile dünya hidroelektrik potansiyeli içinde %1 paya sahiptir. 126 milyar kWh ekonomik olarak yapılabilir potansiyeli ile Avrupa ekonomik potansiyelinin yaklaşık %15’i düzeyinde hidroelektrik potansiyeline sahiptir⁵⁶.

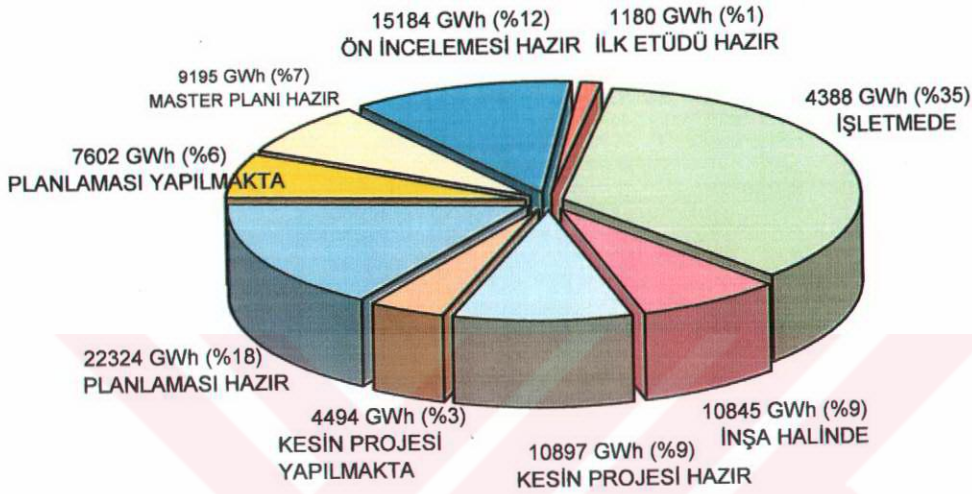
Türkiye genelinde henüz etüdü yapılmamış 1-30 MW arası küçük tesislerden minimum 10-15 TWh/yıl, kanal ve barajlara konulacak ufak türbinler yoluyla da 3-5 TWh/yıl elektrik üretilebileceği düşünülmektedir.

⁵⁴ Necati Kuşkonmaz, “Hidroelektrik Enerji” ,*Enerji Bülteni*, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s. 15.

⁵⁵ Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE), *Hidroelektrik Enerji Potansiyeli*, Ankara, 2003 (<http://www.eie.gov.tr/turkce/hidroelektrik.html>).

⁵⁶ Kuşkonmaz, a.g.m., s. 15.

Grafik 3.1: Türkiye'deki hidroelektrik enerji potansiyelinin proje durumlarına göre dağılımı (2003 yılı toplam üretim 126109 Gwh)



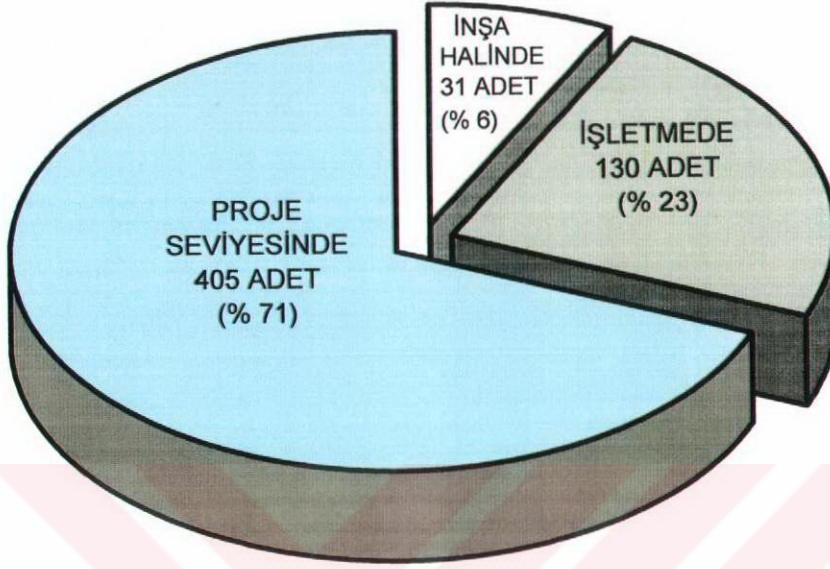
Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü Hidro elektrik santral proje çalışmaları
([http://www.eie.gov.tr/turkce/HESproje/GRAPH-1%20\(ana\).xls](http://www.eie.gov.tr/turkce/HESproje/GRAPH-1%20(ana).xls))

Çizelge 3.1: Dünya'da Bölgesel Hidroelektrik Potansiyeller

	Brüt Hidroelektrik Potansiyeli GWh/Yıl	Teknik Hidroelektrik Potansiyeli GWh/Yıl	Ekonomik Hidroelektrik Potansiyeli GWh/Yıl
AFRİKA	4.000.000	1.665.000	1.000.000
ASYA	19.000.000	6.800.000	3.600.000
AVUSTURALYA	600.000	270.000	105.000
AVRUPA	3.150.000	1.225.000	800.000
KUZEY VE ORTA AMERİKA	6.000.000	1.500.000	1.100.000
GÜNEY AMERİKA	7.400.000	2.600.000	2.300.000
TÜRKİYE	433.000	216.000	126.000
DÜNYA (TOPLAM)	40.150.000	14.060.000	8.905.000

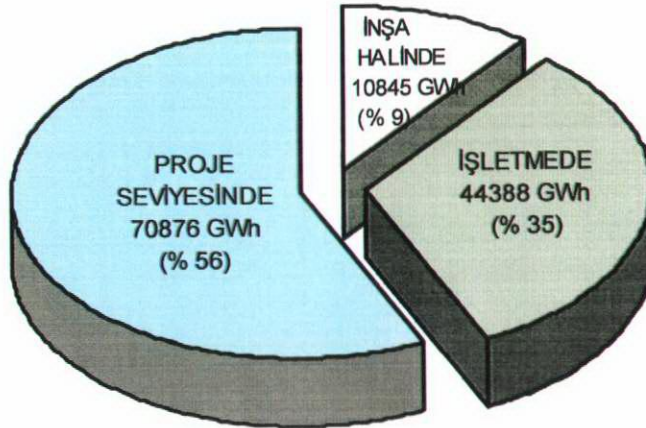
Kaynak: Enerji Bülteni, Hidroelektrik Enerji, Mart 2004, s. 16

Grafik 3.2: Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Santrallerinin Gelişimi (2003)



TOPLAM HES SAYISI :566 Adet

Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü Hidro elektrik santral proje çalışmaları
([http://www.eie.gov.tr/turkce/HESproje/GRAPH-2\(gelisme%20durumu\).xls](http://www.eie.gov.tr/turkce/HESproje/GRAPH-2(gelisme%20durumu).xls))



TOPLAM YILLIK ORTALAMA ENERJİ ÜRETİMİ : 126109 GWh

Türkiye'nin 2002 yılı itibari ile toplam elektrik enerjisi üretimi olan 129 GWh/yıl %25,9'u Hidroelektrik kaynaklardan 33,7 GWh/yıl seviyesinde karşılanmıştır. Diğer kaynaklardan ise elektrik tüketiminin % 74,1'i (96,1GWh/yıl) karşılanmıştır⁵⁷. Tamamlanacak yeni yatırımlarla elektrik ihtiyacının 2002 seviyelerinde kalması koşulu ile, elektrik ihtiyacının yaklaşık %75'i hidroelektrik kaynaklardan sağlanabilecektir.

3.2. Biyokütle Enerjisi

Biyokütle enerjisi için mısır, buğday gibi özel olarak yetiştirilen bitkiler, otlar, yosunlar, deniz algleri, hayvan dışkıları, gübre ve sanayi atıkları ve evlerden atılan tüm organik çöpler kaynak oluşturmaktadır.

Bitkilerin ve canlı organizmaların kökeni olarak ortaya çıkan biyokütle, genelde güneş enerjisini fotosentez yoluyla depolayan bitkisel organizmalar olarak adlandırılır. Bitkilerin fotosentez sırasında kimyasal olarak özellikle selüloz şeklinde depo edilen ve daha sonra çeşitli şekillerde kullanılabilen bu enerjinin kaynağı güneştir. Üretilen organik maddelerin yakılması sonucu ortaya çıkan karbondioksit daha önce bu maddelerin oluşması için kullanıldığından, biyokütle enerjisi elde edilirken ortaya çıkan karbondioksit çevre için bir sorun oluşturmaz.

Biyokütle enerjisinin avantajları ve dezavantajları aşağıdaki gibi özetlenebilir⁵⁸:

Avantajları

- Hemen her yerde yetiştirilebilmesi
- Üretim ve Çevre teknolojilerinin iyi bilinmesi
- Her ölçekte enerji verimi için uygun olması
- Depolanabilir olması
- 5 – 35 °C arasında sıcaklık gerektirmesi
- Çevre kirliliği oluşturmaması
- Sera etkisi oluşturmaması

⁵⁷ Atilla Akın, "Türkiye'de Yenilenebilir Kaynak Potansiyeli", *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Mart 2004, ss. 46 – 47.

⁵⁸ Mehmet Çağlar, "Biyokütle Enerjisi", *Enerji Bülteni*, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s. 8.

Dezavantajları

- Düşük çevrim verimine sahip olması
- Tarım alanları için rekabet oluşturması
- Su içeriğinin fazla olması

şeklinde sıralanabilir.

3.2.1. Biyokütle Yetiştiriciliği

Günümüzde biyokütle enerjisi klasik ve modern olarak iki sınıfa ayrılmaktadır. Ağaç kesiminden elde edilen odun ve hayvan atıklarından oluşan tezeğin basit şekilde yakılması klasik biyokütle enerjisi olarak tanımlanır. Modern biyokütle enerjisi; enerji bitkileri, enerji ormanları, ağaç endüstrisi atıklarından elde edilen biodizel, atanol gibi çeşitli yakıtlar, tarım kesimindeki bitkisel ve hayvansal atıklar, kentsel atıklar ile tarıma dayalı endüstri atıkları kaynaklarıdır. Bu bağlamda modern biyokütle enerjisini aşağıdaki gibi sınıflandırabiliriz⁵⁹:

A. Enerji Ormanları

Bu gün dünyada kara kavak, balzam kavakları, titrek kavaklar, söğüt, okaliptüs ve yarı kurak alan bitkisi olarak cynara gibi hızlı büyüyen ağaçlar enerji amacıyla yetiştirilmektedir.

Bu ağaçların büyüme hızları diğer ağaçlara göre 10-20 kat arasında değişmektedir. Günümüzde biyoteknoloji yöntemleri ile enerji ağaçlarının büyüme hızları daha da arttırılabilir. Bu ağaçların genelde her 5 yılda bir budanarak yeniden büyümesi sağlanır ve hasat edilen dallar biyokütle kaynağı olarak kullanılır. Enerji ormanlarından elde edilen ortalama yıllık verim, hektardan 22 ton dolayında biyokütle olmaktadır.

Yapılan hesaplar 1 milyon hektar üzerine kurulan enerji ormanlarından yılda yaklaşık 7 milyon ton biyokütle enerji kaynağı elde edilebileceğini göstermektedir. Bu miktar yaklaşık 30 milyon varil ham petrole eş değerdir.

B. Enerji Tarımı

Son yıllarda, yüksek büyüme hızlarına sahip ve oldukça verimsiz topraklarda bile yetişebilen enerji bitkileri üzerine yapılan çalışmalar yoğunlaşmıştır. Bu bitkilerle,

⁵⁹ Çağlar, a.g.m., s. 9.

günümüzde enerji tarımı olarak da tanımlanabilen tek yıllık veya çok yıllık bitkilerle yapılabilen yeni bir tarım türü geliştirilmiştir.

Enerji bitkileri (Şeker Kamışı, mısır, şeker pancarı, Tatlı darı, Panicum, Pennsitum ve Miscanthus) C4 tipi bitki grubu olarak adlandırılır.

3.2.2. Biyokütle Çevrim Teknolojileri

Biyokütle materyalleri biyokütle yakıt teknikleri ile işlenerek katı, sıvı ve gaz yakıtlara çevrilir.Çevrim sonunda biyodizel, biyogaz, bioetanol gibi ana ürün olan yakıtların yanı sıra, gübre hidrojen gibi yan ürünlerde elde edilmektedir.

Çizelge 3.2: biyokütle ürünleri, çevrim yöntemleri, yakıtları ve kullanım alanları

Biyokütle	Çevrim Yöntemleri	Yakıtlar	Kullanım Alanları
Orman artıkları	Havasız çürütme	Biyogaz	Elektirik üretimi, ısınma
Tarım atıkları	Piroliz	Etanol	Isınma, ulaşım araçları
Enerji bitkileri	Doğrudan yakma	Hidrojen	Isınma
Hayvansal atıklar	Fermantasyon	Metan Gazı	Ulaşım araçları, ısınma
Algler Enerji ormanları	Biyofotoliz Biyofotoliz	Hidrojen Motorin	Ulaşım araçları Ürün kurutma
Bitkisel ve Hayvansal yağlar	Esterleştirme	Motorin	Ulaşım araçları, ısınma,seracılık
Çöpler	Gazlaştırma	Metanol	Uçaklar, ısınma

Kaynak: Enerji Bülteni, Biyokütle Enerjisi, Mart, 2004, s. 9

Biyokütle çevrim teknolojileri kısaca özetlemek gerekirse belli başlı beş teknik incelenebilir. Bunlar⁶⁰ :

Doğrudan Yakma: Biyokütellerin doğrudan yakılarak enerji üretilmesi, bilinen en eski yöntem olmasına karşın, son yıllarda verimi yükseltmek için yeni yakma sistemleri

⁶⁰ Çağlar, a.g.m., s.10.

geliştirilmektedir. Yanma biyokütle içindeki yanabilir maddelerin oksijenle hızlı kimyasal tepkimesi olarak tanımlanabilir.

Havasız Çürütme: Havasız çürütme biyolojik bir işlem olup, oksijensiz ortamda yaşayabilen mikro organizmalar tarafından yapılır. Biyokütle, oksijensiz ortamda fermantasyona uğrayarak, geride değerli bir gübre, metan gazı ve karbondioksit bırakır. Glikozun fermantasyonu ile etanol, aseton, bütanol ve ham petrolden elde edilen ürünlere eş değer bir çok kimyasal ürün elde edilir.

Piroliz: Piroliz, oksijensiz ortamda odunun 900°C'ye kadar ısıtılması ile oluşan kimyasal ve fiziksel olaylar dizisidir. Piroliz sonucu gazlar, katran, organik bileşikler, su ve odun kömürü elde edilir.

Gazlaştırma: Gazlaştırma, karbon içeren biyokütellerin yüksek sıcaklıkta bozulması ile yanabilir gaz elde etme işlemidir. Bu işlem sırasında denetimli bir şekilde yakıt hücrelerine verilen hava ile biyokütle yakılır ve çıkan ürünler arasında hidrojen, metan gibi yanabilir gazların yanında karbonmonoksit, karbondioksit ve Azot bulunur.

Biyofotoliz: Biyofotoliz, bazı mikroskopik alglerden güneş enerjisi yardımı ile hidrojen ve oksijen elde edilme işlemidir. Deniz suyu içindeki bu algler bir tür güneş pili gibi çalışarak deniz suyunu fotosentetik olarak ayırır.

3.2.3. Biyokütle Ürünleri

Başlıca biyokütle ürünleri aşağıda sıralanmaktadır⁶¹:

A. Biyodizel

Biyodizel kanola, ayçiçeği, soya, aspir, pamuk gibi yağlı tohum bitkilerinden elde edilen bitkisel yağların bir katalizör eşliğinde kısa zincirli bir alkol (metanol veya etanol) reaksiyonu ile üretilen motorine eşdeğer bir yakıttır. Evsel kullanılmış kızartma yağları ve hayvansal yağlarda biyodizel hammaddesi olarak kullanılabilir.

Biyodizel petrol içermez, fakat saf olarak veya her oranda petrol kökenli motorine karıştırılarak motorinin kullanıldığı her yerde yakıt olarak kullanılabilir. Yerli kaynaklarla yerli sanayi kullanılarak üretilir Küçük ölçekli yöresel üretimi mümkündür.

Biyodizel, motorin kullanan motorlarda herhangi bir teknik değişiklik yapılmadan veya bazı araçlarda küçük modifikasyonlar yapılarak kullanılabilir ve motorinin depolandığı koşullarda depolanabilir. Bu özelliği nedeniyle ulaştırma sektöründe yaygın kullanılabilir ve savunma sanayinde stratejik öneme sahiptir. Biyodizelin jeneratör yakıtı ve kalorifer

⁶¹ Çağlar, a.g.m., ss. 10 - 11.

yakıtı olarak kullanımının yanı sıra seralarda, maden ocaklarında ve tüm sanayi dallarında kullanımı mümkündür.

B. Biyogaz

Biyogaz, organik bazı hayvansal, bitkisel, şehir, endüstriyel ve mutfak atıklarının oksijensiz ortamda fermantasyonu sonucu ortaya çıkan renksiz- kokusuz, havadan hafif, oktan sayısı 130 olan %60-70 metan, %30-40 karbondioksit, %2 hidrojen sülfür bulunan bir gaz karışımıdır.

Biyogaz temiz ve ısıl değeri yüksek bir enerji kaynağıdır. Ucuz ve çevre dostudur. Biyogaz üretiminden sonra atıklar yok olmamakta, çok daha değerli bir organik gübre haline dönüşmektedir.

Biyogaz, çok yönlü bir enerji kaynağı olarak doğrudan ısıtma ve aydınlatma amacıyla kullanıldığı gibi, elektrik enerjisine ve mekanik enerjiye çevrilerek kullanımı da mümkündür.

C. Biyoetanol

Biyoetanol, ulaşım ve taşımacılık sektöründe, petrol katkı maddesi olarak kullanılan bir yakıt türüdür. Biyoetanol şeker fermantasyonu işlemi ile üretilmekte olup kimyasal olarak etilenin buhar ile tepkimesinden de elde edilebilir. Biyoetanol eldesin de kullanılacak şekerin başlıca kaynağı enerji bitkileridir.

Etanolun oktan değeri yüksek olduğundan, benzine oktan artırıcı olarak kullanılan demir yerine eklenebilir. Etanol eklenmesiyle oluşan yakıt, daha kolay ve tam olarak yanmakta ve daha az çevre kirliliğine neden olmaktadır.

3.2.4. Dünya’da Biyokütle Kullanımı

Günümüzde gelişmiş ülkelerin modern yöntemlerle elde ettikleri biyokütle enerjisine ilgileri giderek artmaktadır. Danimarka ve Finlandiya’da tüketilen toplam enerjinin %10’u, Avusturya’da %13’ü, İsveç’te %16’sı, Amerika’da %4’ü biyokütleden karşılanmaktadır.

Danimarka’da çok az orman alanı olmasına rağmen, mevcut saman stokları ülkenin enerji gereksiniminin %7’sini karşılayabilmektedir. Danimarka hükümeti çiftliklerde kullanılmak üzere 12 000 küçük çaplı saman yakan fırın kurulmasına olanak tanımıştır. Aynı zamanda çiftçiler bu fırınlardan elde edilen külü tarlalarında gübre olarak kullanmaktadır.

Bugün şeker fabrikalarındaki mevcut verimsiz birimlerde atık maddelerden elde edilen elektrik Kosta Rika, Küba, Fiji, Tayland, ABD'de elektrik firmalarına satılmaya başlanmıştır.

Hindistan'da halen çeşitli büyüklüklerde bir milyondan fazla biyogaz üretim tesisi bulunmaktadır. Çin'de bir milyarın üzerindeki nüfusun büyük çoğunluğu yakıt olarak biyokütle kullanmakta olup daha çok pişirme ve aydınlanma için kullanılan biyogaz üretimi için 5 milyondan fazla küçük tesis yaklaşık 25 milyon insan tarafından işletilmektedir. Sayıları 10 000 dolayında olan orta ve büyük ölçekli tesislerde üretilen biyogaz ise elektrik üretimi ve büyük fabrikaların enerji gereksinimleri için kullanılmaktadır. Çin'de 800 biyogaz üretim tesisinin toplam kapasitesi 8500 kW dolayındadır.

İngiltere'de çöplüklerin 51 tanesinde, metan gazı geri kazanılmaktadır. Almanya'daki çöplüklerin dörtte birinde, çıkan gaz elektrik ve ısıya dönüştürülmektedir.

ABD'de ve pek çok Avrupa ülkesinde yağlı tohumlu bitkilerden elde edilen biyodizel saf olarak veya motorin ile karıştırılarak kullanılmaktadır. 2002 yılı dünya biyodizel üretimi 3 milyon ton civarında olmuştur. Özellikle Almanya, Avusturya, Fransa, İtalya ve Çekoslovakya uyguladıkları teşviklerle biyodizel kullanımını arttırmaktadırlar.

1990'lı yıllarda Brezilya'da şeker kamışından elde edilen saf etanol ülkedeki otomobillerin yaklaşık üçte birinde yakıt olarak kullanılmakta iken bugün benzinle karıştırılan etanol, Brezilya'daki otomobillerin yarısında yakıt olarak kullanılmaktadır. Avrupa'da ise en büyük etanol üreticisi Fransa'dır. Bunun İspanya ve İsveç izlemektedir.

AB'nin Kasım 2001 tarihli direktifinde 2020 yılında motorin ve benzin tüketiminin %20'sinin biyo yakıtlardan karşılanması hedeflenmiştir⁶².

3.2.5. Türkiye'de Biyokütle Enerjisi

Türkiye biomas materyal üretimi açısından, güneşlenme ve alan kullanılabilirliği, su kaynakları, iklim koşulları gibi özellikleri uygun olan ülkedir. Türkiye'de kültürel yetiştiriciliğe ve gıda üretimi dışında fotosentezle kazanılabilecek enerjiye bağlı olarak biomas enerji brüt potansiyeli teorik olarak 135-150 Mtep/yıl kadar hesaplanmakla birlikte, kayıplar düşüldükten sonra net değer 90 Mtep/yıl olacağı varsayılmaktadır. Ancak, ülkenin tüm yetiştiricilik alanlarının yıl boyu yalnızca biomas yakıt üretim amacıyla kullanılması olanaklı değildir. Olabilecek en üst düzeydeki yetiştiriciliğe göre teknik potansiyel 40 Mtep/yıl düzeyinde bulunmaktadır. Ekonomik sınırlamalarla 25 Mtep/yıl değeri, Türkiye'nin ekonomik biomas enerji potansiyeli alınabilir.

⁶² Çağlar, a.g.m., s. 12.

Türkiye’de 2001 yılında 16.263.000 ton odun ile 5.790.000 ton hayvan ve bitki artığı yakacak olarak kullanılmıştır. Bunların enerji değeri yaklaşık 7.000 Btep olup, yerli enerji üretiminin dörtte birini karşılamaktadır. Ancak, bu kullanım ekonomik olmayan enerjiye karşılıktır. Modern biomas kaynaklar ise enerji ormanlarından elde olunacak odun, enerji hammaddesi üretimi amacıyla yetiştirilecek enerji bitkileri ve tarımsal yan ürünler ile atıkların alçak ve/veya yüksek biomas tekniklerle değerlendirilmesi sonucu elde olunacak ısı, elektrik ve sentetik yakıt türü enerjidir. Türkiye’de enerji ormancılığı için uygun alanın % 15’i değerlendirilmiş olup, geri kalan % 85 alan uygulama beklemektedir

Türkiye’nin orman alanı 20.2 milyon ha olmakla birlikte prodüktif (üretim yapılan) orman alanı 8.9 milyon ha’dır. Bir diğer deyişle toplam orman alanının % 44’ü prodüktif alandır. dünya genelinde bu oran % 66 olup, Avrupa’da % 81, Asya’da % 72, Kuzey Amerika’da % 61, Orta Doğu’da % 56’dır. Türkiye ormanlarının bakımı yapılarak prodüktif orman alanı artırılmalıdır. Türkiye’nin yıllık odun üretimi 18.4 milyon tondur. Toplam orman alanı başına 0.910 ton/ha, prodüktif orman alanı başına da 2.067 ton/ha odun üretimi düşmektedir. Buna göre, Türkiye toplam ormanlarından enerji üretimi toplam alana göre 0.273 Mtep/ha.yıl, prodüktif alana göre 0.620 Mtep/ha.yıl kadardır. Hızlı büyüyen ağaç türleri ile enerji ormancılığında bu değer 4.25 Mtep/ha.yıl düzeyine yükselmektedir. Prodüktif olmayan orman alanının % 60’ı enerji ormanı biçimine dönüştürülerek yapılabilecek enerji üretimi 28 Mtep/yıl enerji üretimi sağlayabilir .

C4 tipi enerji bitkileri ile yapılan enerji tarımında birim alandan enerji üretimi 4.20-8.12 Mtep/ha.yıl düzeyine çıkabilmektedir. Türkiye’nin ekilen ve nadasa bırakılan tarım alanlarının (sebze bahçesi, bağ, meyvelik ve zeytinlik alan dışında) toplamı 24 milyon ha olup, bunun % 10’unu enerji tarımına ayrılması koşulunda yapılacak enerji üretimi 14.5 Mtep/yıldır⁶³.

3.2.6. Öneriler

- Ülkemizin kapsamlı ve sağlıklı biyokütle enerji potansiyeli saptanmalıdır. Bu proje ile enerji ormancılığında, enerji tarımında, çeşitli yan ürün, atık ve artıklardan elde edilebilecek biyokütle materyallerinin çeşitleri ve coğrafi bölgelere göre yıllık miktarları belirlenmelidir.
- Çeşitli biyokütle enerjisi üretim stratejileri, uygulama olanakları ve ekonomik rekabet edilebilirlikleri araştırılarak, ülkemiz için uzun dönemli “Biyokütle Ana Planı” yapılmalıdır.
- Türkiye’de enerji ormancılığı ve enerji tarımının hızla geliştirilmesi gereklidir.
- Biyokütle enerji uygulamaları ile ilgili bir araştırma merkezi kurulmalı, modern biyokütle üretim yöntemleri ve çevrim teknolojileri üzerinde Ar-Ge çalışmaları desteklenmeli, pilot uygulamalara ve gerekli teknoloji transferlerine başlanmalıdır.

⁶³ Çağlar, a.g.m., ss. 13 – 14.

- Ülkemizde enerji bitkileri tarımına C4 tipi bitkilerle ve özellikle tatlı sorghum ile başlanmalıdır. Tatlı sorghum hem alkol hem de biyoyakıt üretimine uygun bir bitkidir.
- Katı yakıt olarak kullanılacak biyokütlenin, endüstriyel tesislerde ve termik santrallerde yüksek verimle yakılabilmesi için özel akışkan yataklı kazanlar geliştirme çalışmaları yapılmalıdır.
- Biyokütle kökenli akaryakıt konusu, eşgüdümlü olarak tarımsal üretim planlaması ve enerji planlaması kapsamında ele alınmalıdır.

3.3. Rüzgar Enerjisi

Rüzgar enerjisi, güneş radyasyonunun yer yüzeylerini farklı ısıtmasından kaynaklanır. Yer yüzeylerinin farklı ısınması, havanın sıcaklığının, neminin ve basıncının farklı olmasına, bu farklı basınç da havanın hareketine neden olur.

3.3.1. Rüzgar Enerjisi Teknolojisi

Rüzgar enerjisi teknolojisi oldukça eski bir teknolojidir. Önceleri eski Çin ve yakın doğuda kullanılmıştır. Bu kullanım mekanik güç üretimi ve su pompası olarak ortaya çıkar. Rüzgar tribünleri ile elektrik üretimine 1973 yılında başlanmıştır.

Rüzgar türbinlerinin 20-25 yıllık ömürleri vardır. İşletme ve bakım maliyetleri, türbin tesis maliyetinin yaklaşık % 3'üdür.

Türbinler 1, 2 veya 3 kanatlıdır. Çoğu 3 kanatlıdır. Kanatlar cam elyaf veya karbon elyafı güçlendirilmiş polyesterden yapılmıştır. Genellikle silindirik tüp şeklinde olan kulelerin yüksekliği 25 – 80 metre arasında değişir. 80 metrelik kule üzerine monte edilen bir rüzgar türbini kule dahil yaklaşık ağırlığı 260 ton civarındadır.

Günümüzde kullanılan rüzgar türbin güçleri 600 – 1300 – 2000 kW seviyelerindedir. Şebeke bağlantılı rüzgar santralleri 10 – 150 MW arasındaki güçlerle tek bir enerji santrali olarak çalışan rüzgar tarlaları şeklindedir.⁶⁴

20 türbinden oluşan tipik bir rüzgar çiftliği yaklaşık 1 km² (100 hektar) lik alana kurulabilmektedir. Diğer güç istasyonlarına nazaran rüzgar çiftliği, bulunduğu alanın

⁶⁴ Adnan Temiz, "Rüzgar Enerjisi", *Enerji Bülteni*, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s. 31.

sadece % 1'ini kullanır. Tarım alanlarında çiftçilik faaliyetleri türbinlerin hemen altında yapılabilmektedir.⁶⁵

Kapasite faktörü; yıllık üretilen net enerji miktarının, bütün yıl tam kapasiteyle çalışması durumunda üretilebilecek enerji miktarına oranı şeklinde tanımlanmaktadır. Rüzgar türbinleri kapasite faktörü, kullanılan rüzgar türbin tipine ve rüzgar potansiyeline göre değişir. Rüzgar türbinlerinin kapasite faktörleri günümüzde %20'den %25'e yükselmiştir. Bu değerlerin 2011'de %28'e 2035'de de %30'a yükselmesi beklenmektedir.

Çizelge 3.3: Çeşitli enerji teknolojileri ve kapasite faktörleri

ENERJİ TEKNOLOJİLERİ	KAPASİTE FAKTÖRÜ(%)
Kömür	65 – 85
Hidrolik	30 – 50
Nükleer	65 – 85
Rüzgar	25 – 30

Kaynak: Enerji Bülteni, Rüzgar Enerjisi, Mart 2004, s. 32

Son yirmi yıl içerisinde sağlanan teknolojik gelişmeler ve verim artışları ile rüzgar teknolojileri maliyetleri sürekli düşmüştür. Ortalama 25 yıl amortisman süresi olan Rüzgar Türbin Jeneratör Sistemleri için ilk yatırım gideri ABD'de 750 \$/kW düzeyine inmiştir. Ancak, Avrupa ve dünya piyasasında modern rüzgar türbinlerinin kuruluş maliyeti 1300 \$/kW'a kadar çıkmaktadır. Rüzgar enerjisi kullanımının gelişebilmesi için bu fiyatın 1000 \$/kW'ın altında kalması gerekmektedir. Deniz üstü rüzgar türbinlerinden kara tipi türbinlere göre daha fazla verim alınırken, bu türbinler kara tipi türbinlere göre 1.5 – 2 kat daha pahalıya mâl olmaktadır.

Enerji üretim birim maliyetleri incelendiğinde ABD'de 5 cent/kWh saatten küçük olup 33.9 cent/kWh'a kadar inen uygulamalar vardır. Avrupa'da 6.4 – 8.3 cent/kWh düzeylerinde olan üretim, Almanya'da 5.6 cent/kWh, İngiltere'de 6.2 cent/kWh değerlerine inmiştir.

Rüzgar türbin sistemlerinin maliyetlerini etkileyen faktörler:

- 1) Toplam yatırım maliyetleri
- 2) Ekonomik parametreler, amortisman süresi, faiz oranları
- 3) Türbin verimi
- 4) Rüzgar hızı

⁶⁵ Tanay Sıdkı Uyar, "Türkiye Enerji Sektöründe Karar Verme ve Rüzgar Enerjisinin Entegrasyonu", (<http://www.iyte.edu.tr/egetek/pages/links.html>).

- 5) Teknik imkanlar
- 6) İşletme ve bakım maliyetleri
- 7) Sistem ömrü

Şeklinde sıralanabilir.

Çizelge 3.4: Hub Seviyesindeki Rüzgar Hızının ve 20 Yıllık Bir Borçlanmada Gerekli İç Karlılık Oranının Fonksiyonu Olarak Elektrik Maliyeti

Tesis yeri rüzgar durumu	Rüzgar hızı m/s	Yatırım maliyeti \$/kW	Gerekli iç karlılık oranları			
			%5	%8	%10	%15
Orta	6.5	1035	0.070	0.085	0.095	0.124
İyi	7.5	1150	0.058	0.069	0.077	0.101
Çok İyi	8.5	1265	0.039	0.047	0.053	0.069

Kaynak: Enerji Bülteni, Rüzgar Enerjisi, Mart 2004, s. 33

Rüzgar enerjisi kesikli olarak meydana gelen bir enerji kaynağıdır. Bu enerji kaynağı için olumsuz bir durum oluşturabilir. Rüzgar enerjisinin değişik oranlarda üretilmesi, ekstra güç değişimi çalıştırılması veya konvansiyonel ünitelerin durdurulması yüzünden ekstra maliyetlere neden olabilir. Bu problem, rüzgar enerjisinin elektrik üretiminde sınırlandırılması gereğini ortaya çıkarır. Yapılan araştırmalardan, rüzgar enerjisinin elektrik üretimine katkı seviyesinin %10 seviyesinde tutulmasıyla herhangi bir problemin ortaya çıkmayacağı sonucu çıkmaktadır.⁶⁶

3.3.2. Dünya'da Rüzgar Enerjisi

2004 başı itibariyle dünyanın rüzgar enerjisi kurulu gücü 39.294 MW'dır. Uluslararası Enerji Ajansının projeksiyonuna göre 2020 yılına kadar rüzgar enerjisi kurulu gücü, dünyanın elektrik talebinin %12'sini karşılayacak şekilde 1.260.000 MW düzeyine çıkacağını öngörmektedir.

Rüzgar Enerjisinin yıllar itibariyle dünya enerji piyasalarında gelişimine bakıldığında, ortalama yıllık büyümenin 1993 – 1998 yılları arasında % 40 , 1999 ve 2000 yıllarında da oldukça etkileyici bir şekilde % 35 olarak gerçekleştiği görülmektedir.

⁶⁶ Temiz, a.g.m., s.33.

Çizelge 3.5: Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği (EWEA)'nın Önümüzdeki Yıllardaki Kurulu Güç Öngörülleri

Yıl	Güç Kapasitesi (MW)	Üretim Miktarı (Milyar kWh/yıl)
2010	60.000	120
2020	150.000	300

Kaynak: Enerji Bülteni, Rüzgar Enerjisi, Mart 2004, s. 31

Bugün dünyada yaklaşık 35 milyon insan rüzgar elektriği kullanıyor. 2001 yılında dünyada gerçekleştirilen 6800 Megavat (MW)'lık bir yatırımın ardından rüzgar çiftliklerinin toplam kurulu gücü, 2002 başında 25000 MW'a ulaştı. Son üç yılda, dünyada nükleer enerjiden daha çok rüzgar kapasitesi devreye girdi.

Rüzgar endüstrisi bugün dünyada 70 bin insana iş olanağı yaratmış durumda. Yatırılan her dolar başına, nükleer enerji ve fosil yakıt santrallerine göre, daha fazla istihdam yaratan rüzgar endüstrisi, 2020 yılında dünya elektriğinin %12'sinin rüzgardan üretilmesi halinde, o yıla kadar toplam 1.475.000.000 iş olanağı yaratacaktır⁶⁷.

Çizelge 3.6: Dünya Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Kapasitesi (2003 Sonu İtibariyle)

Ülke	2002 yılı sonunda toplam kurulu güç (MW)	2003 yılı sonunda toplam kurulu güç (MW)
Kanada	236	317
ABD	4.685	6.374
Kuzey Amerika Toplam	4.921	6.691
Almanya	11.994	14.609
İspanya	4.825	6.202
Danimarka	2.889	3.110
Hollanda	693	912
İtalya	788	904
İngiltere	552	649
İsveç	345	399
Yunanistan	297	375
Fransa	148	239
Diğer Avrupa Ülkeleri	1.040	1.505
Avrupa Toplam	23.306	28.706
Hindistan	1.702	2110
Çin	468	568
Japonya	414	686
Diğer Ülkeler	310	335
Dünya Toplam	31.228	39.294

Kaynak: Enerji Bülteni, Rüzgar Enerjisi, Mart 2004, s. 34

⁶⁷ "Dünyanın En Hızlı Büyüyen Enerji Kaynağı Rüzgar Enerjisi", (<http://www.petrolunsonu.org/>).

3.3.3. Türkiye’de Rüzgar Enerjisi

EİE Genel Müdürlüğü ülkemizin rüzgar potansiyelinin belirlenmesi amacıyla ilk etapta Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü’nün 1970 – 1980 yılları arası tarihsel rüzgar kayıtlarını değerlendirmiş ve bir rapor halinde yayınlamıştır. Söz konusu rapor ülkemizin rüzgar enerjisi potansiyeli hakkında global olarak fikir vermekte Ege, Marmara ve Güney Doğu Akdeniz bölgelerinin ümit verici olarak nitelemektedir. Ancak bu rapor ülkemizde rüzgar enerjisi potansiyelinin enerji üretim amacına yönelik olarak sonuçlar çıkarmak, fizibilite projeleri hazırlamak ve ülkenin rüzgar enerjisi potansiyelini sağlıklı olarak ortaya çıkarmak için yeterli değildir.

Bu durum üzerine EİE Türkiye’nin rüzgar enerjisi potansiyelini daha sağlıklı ve üretime yönelik belirleyebilmek için “Rüzgar Enerjisi Gözlem İstasyonu Projesi” adında bir çalışma başlatmıştır. 1990 – 2003 yılları arasında ülkemizin, Bandırma, Çanakkale(Karabiga), Gaziantep (Nurdağı), Hatay (Şenköy), İzmir (Karaburun), Muğla (Göktepe), Konya (Zengen), Gökçeada – 1 , Bergama, Söke, Fethiye, Manisa (Akhisar), Gökçeada – 2, Didim, İzmir (Kocadağ), istasyonlarında ölçüm çalışmaları tamamlanmış olup, Datça, Adana (Yumurtalık), İskenderun (Belen), Bodrum (Yalıkavak), Sinop, Isparta (Gelendost), Foça, Karaman, Çanakkale (Bababurnu), Gelibolu, Bursa (Keles), İzmir (Tire), Tekirdağ (Muratlı), Kırklareli (Şerifağa), Kayseri, Kastamonu (Taşköprü, Sırtepe), Zonguldak (Gökçebeş), Yalova (Gülören – Pilavtepe) olmak üzere ölçme ve değerlendirme çalışmaları sürmektedir.

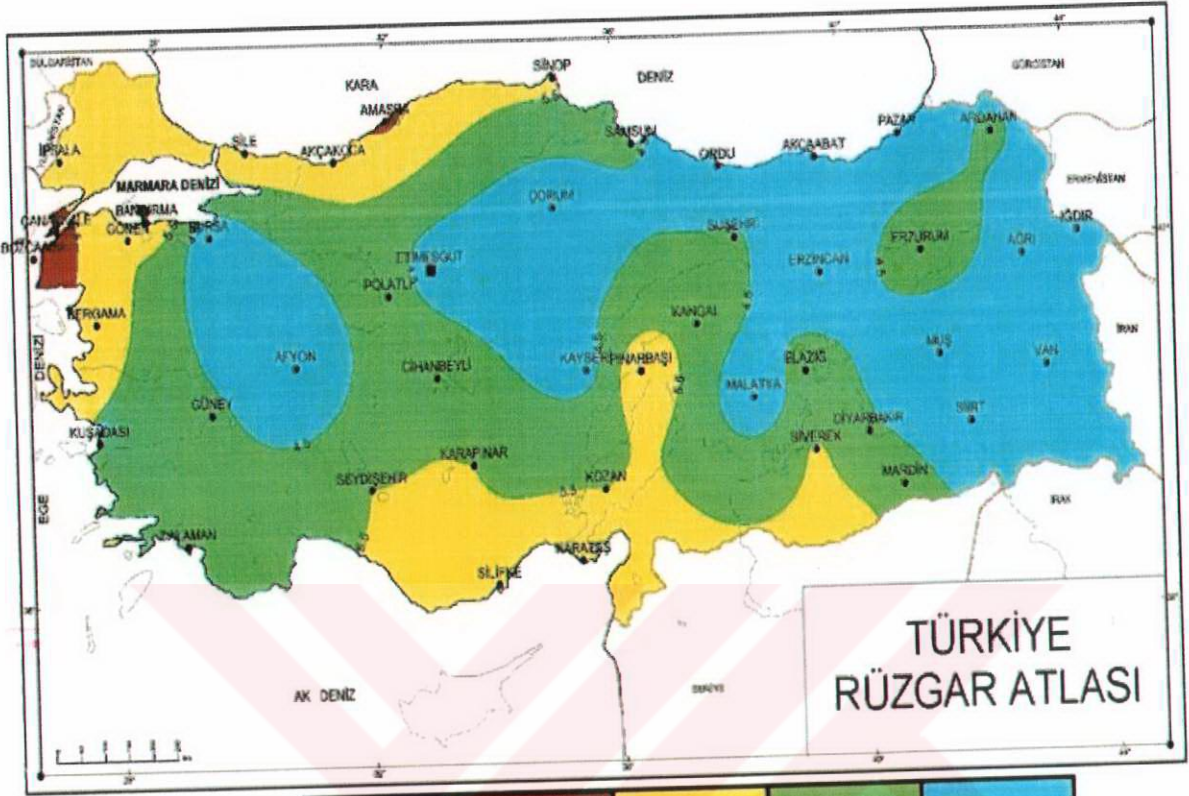
Türkiye’de rüzgar enerjisi konusunda ilk tesis, 1998 yılında Alaçatı’da Otoprodüktör statüsünde 1.5 MW kapasiteli olarak kurulmuştur. Bunu sırasıyla 7.2 MW kapasiteli Yap – İşlet – Devret modeli çerçevesinde şebekeye bağlanan Alaçatı Rüzgar Enerjisi Santrali (ARES), 10.2 kapasiteli Bozcaada Rüzgar Enerjisi (BORES) ve İstanbul – Çatalca’da Sunjut firmasına ait 1.2 MW kapasiteli rüzgar santrali izlemiştir. Türkiye’de kurulu olan rüzgar santrallerinden yıllık 58 kWh elektrik enerjisi üretilmektedir. Bu ancak ihtiyacın %1’ni karşılamaktadır.

EİE ve DMİ Yaptığı ölçümler sonucunda Türkiye’nin bu günkü teknik koşullar ile Rüzgar Enerjisi Teknik Potansiyeli 88.000 MW, Ekonomik Potansiyeli 10.000 MW civarında olacağı tahmin edilmektedir.

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun yürürlüğe girmesinden önce değişik firmalar tarafından Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına yaklaşık 3500 MW kurulu gücünde rüzgar enerjisi santrali başvurusu yapılmıştır. Söz konusu yasa ile kurulan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan toplam kapasitesi 971 MW olan 27 adet rüzgar santrali için üretim lisansı alınmıştır. Söz konusu yasa kapsamında hazırlanmakta olan yenilenebilir enerji yasasının yürürlüğe girmesinden sonra lisansların daha da artacağı beklenmektedir⁶⁸.

⁶⁸ Temiz, a.g.m., ss. 35 – 36.

Harita 3.1: Türkiye Rüzgar Atlası



U (m/s)	> 7.5	6.5 - 7.5	5.5 - 6.5	4.5 - 5.5	< 4.5
P (W7m ²)	> 500	300 - 500	200 - 300	100 - 200	< 100

* Açık yüzeyler için (yer düzeyinden 50 m yükseklikteki) rüzgar potansiyeli sınıf aralıkları

Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü Rüzgar Enerjisi Çalışmaları,
(http://www.eie.gov.tr/turkce/ruzgar/ruzgar_ruzgar_atlas.html)

3.3.4. Öneriler

- Rüzgar enerjisi kullanımına yönelik politikaların netleşmesi ve hedeflerin belirlenmesi gereklidir.
- Rüzgar enerjisinden üretilecek olan enerjinin ekonomik olması için rüzgar türbin hızının en az 5.5 m/s olması gerekir. Santraller kurulurken buna dikkat edilmelidir.
- Tesis kurumuna önce yüksek potansiyeli olan yerlerden başlanmalı, teknolojinin gelişimine paralel olarak diğer yerlere sıra gelmelidir.

- Yenilenebilir Enerji Mevzuatı eksiktir. Hazırlanmakta olan Yenilenebilir Enerji Kanunu en kısa zamanda çıkarılmalıdır. Bu sağlıklı bir piyasanın oluşması içinde şarttır.
- Dünya'daki gelişmeler yakından izlenerek ve konvansiyonel enerji kaynakları ile rekabet dikkate alınarak şebeke bağlantılı rüzgar enerjisi santralleri kurulmalıdır.
- Bu konuda toplumsal bir bilinç oluşturularak rüzgar enerjisinin popülaritesi artırılmalıdır.

3.4. Jeotermal Enerji

Jeotermal enerji yer kabuğunun derinliklerinden gelen ısının doğal olarak yeraltındaki sulara aktarılması ve ısınan suyun yeryüzüne ulaşması sonucu ortaya çıkan bir enerji türüdür. Ayrıca herhangi bir akışkan içermeden bazı teknik yöntemlerle yerin derinliklerindeki ısıdan yararlanılması da jeotermal enerji kaynağı olarak nitelendirilmektedir.

Jeotermal enerji; tekrarlanabilen, çevre dostu bir enerji türüdür. Jeotermal akışkanlar yeraltından üretilip enerjisi alındıktan sonra, özellikleri korunarak, yeraltına tekrar geri gönderilirler.

Jeotermal suyun sıcaklığına bağlı olarak jeotermal enerji; elektrik üretiminde, konut ısıtmasında, seracılıkta, termal tesislerde, sebze ve meyve kurutulmasında, sağlık amaçlı termal tesislerde, balık çiftliklerinde, kimyasal madde elde edilmesi gibi alanlarda tek tek kullanılabilirdiği gibi entegre olarak da kullanılabilir⁶⁹.

3.4.1. Türkiye'de Jeotermal Enerji

Türkiye zengin jeotermal kaynaklara sahip olup, jeotermal kaynak potansiyeli sıralamasında dünyada yedinci sıradadır. Aktif faylarla sınırlı grabenler ve yaygın genç volkanizmaya bağlı olarak doğal buharların, hidrotermal alterasyonların ve sıcaklığın yer yer 100 °C'ye ulaşan 600'den fazla sıcak su kaynağı vardır. Bu kaynakların içinde yüzey sıcaklığı 40 °C'nin üzerinde olan 170 adet jeotermal saha vardır. Bu sahaların tümü merkezi ısıtmaya, sera ısıtmasına, endüstriyel proses ısı kullanımına ve kaplıca kullanımına uygundur. Ayrıca bu kaynaklardan 7 tanesinin elektrik üretimine teknik ve ekonomik olarak uygun olduğu tespit edilmiştir.⁷⁰

⁶⁹ Yüksel Malkoç, "Jeotermal Enerji", *Enerji Bülteni*, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s.41.

⁷⁰ Malkoç, a.g.m., s. 41.

Bu güne kadar bulunan jeotermal alanların %95'i ısıll uygulamalara uygun olup, Türkiye sathına dağılmış olmakla birlikte çoğu Batı, Kuzey-Batı ve Orta Anadolu'da toplanmıştır. Yüksek entalpili sayılacak üç alan söz konusu olup, bunlar Aydın-Germencik, Denizli-Kızıldere ve teorik olarak Nevşehir-Acıgöl'dür. Bu alanlar özellikle elektrik üretimi ve entegre ısıtma için uygundur. Bunların yanı sıra entalpileri orta düzeyin üstünde bulunan ve elektrik üretimi ile entegre ısıtmaya uygun daha 6 alan (Aydın-Salavatlı, Çanakkale-Tuzla, İzmir-Balçova, İzmir-Seferihisar, İzmir-Dikili, Kütahya-Simav) sıralanabilir. Günümüz teknolojisinde kuyu sıcaklığı 90 °C'nin üzerindeki alanlarda bile elektrik üretimi olanaklı olmakla birlikte, sıcaklığın düşmesi ile ekonomikliğı sınırlanmaktadır.

Şu anda Türkiye'de 20 MW elektrik üretimi ve 51600 konut eşdeğeri (493 MW termal) jeotermal ısıtma yapılmaktadır. Türkiye'de tahmin edilen jeotermal ısı potansiyeli 31.500 MW'dır. Bu brüt potansiyeldir. Ancak, teknik potansiyel 7.500 MW düzeyindedir. Günümüz koşullarında değerlendirmeye uygun ve ekonomik denilebilecek kanıtlanmış ısıll potansiyel ise 2.843 MW'dır.⁷¹

Denizli – Sarıköy'de 1984 yılında (20.4 MW gücünde) kurulmuş olan ve Türkiye'de tek olan Kızıldere jeotermal santrali rezervuar sıcaklığı 200°C- 212°C arasında değişen 9 kuyudan beslenmektedir. Kızıldere santralinde buhardan ayrıştırılan karbondioksit gazı atmosfere atılmayıp civardaki bir fabrikada 40.000 ton/yıl kapasite ile sıvı karbondioksit ve kuru buz haline dönüştürülerek, Türkiye'nin tüm karbondioksit ihtiyacı karşılanmaktadır.

Jeotermal yatırımların maliyeti incelendiğinde; İzmir ve Kızılcahamam'da yapılmış olan tesislerde hem ısınma hem de sıcak su temini dahil olan aylık gider, doğal gaz aylık kullanım giderinin 1/3 – 1/4'ü kadardır. Bu tesislerin maliyeti ise 1500 – 2000 \$ arasındadır. Bir doğal gaz tesisinin ilk kuruluş maliyeti ise 2500 \$ seviyelerindedir.

Türkiye'de yeteri kadar jeotermal kuyu açılmamıştır. 170 jeotermal alana karşılık açılan kuyu sayısı 200 olup, dünya standartlarına göre çok azdır. Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyelinin sağlıklı bir şekilde ortaya konulması için daha fazla kuyu açılması gerekmektedir.

Tüm jeotermal kaynaklarımız değerlendirilebildiğinde milli ekonomiye yılda 20 milyar \$'lık net katkı beklenmektedir. Şu anda ise jeotermal potansiyelimizin %2'si kullanılmaktadır.⁷²

⁷¹ Ültanır, a.g.e., ss. 122 - 125.

⁷² Malkoç, a.g.m., s. 42.

3.5. Güneş Enerjisi

Güneşten sürekli olarak yayılan enerji kaynağı güneşin çekirdeğinde meydana gelen termik reaksiyonlardır. Termonükleer bir reaktör olan güneşin bütün yüzeyinden yayılan enerjinin sadece iki milyarda biri yeryüzüne gelmektedir. Buna rağmen bir yılda yeryüzüne gelen enerji, dünya enerji tüketiminin 20 bin katıdır.⁷³

Güneş enerjisi diğer enerji kaynaklarına göre bir çok avantajı vardır. Bol ve tükenmeyen tek enerji kaynağı güneştir. Hiçbir atığı olmayan temiz bir enerji kaynağıdır. İhtiyaç duyulan hemen her yerde güneş enerjisinden yararlanmak mümkündür. Enerji konusunda dışa bağımlılığı azaltan yerli bir kaynaktır.

Bu avantajlarına rağmen günümüzde güneş enerjisinin az kullanılmasının bazı nedenleri vardır. Güneş enerjisi yayık olarak geldiğinden, birim yüzeye gelen enerji az olduğundan uygulamalar için büyük yüzeylere ihtiyaç duyulmaktadır. Gece ve bulutlu zamanlar nedeniyle güneş enerjisi kesintili bir kaynaktır. Bu nedenle güneşli zamanlarda üretilen enerjinin depolanması gerekmektedir. Sınırlı olan enerji depolama imkanları hem sistemin verimini düşürmekte hem de enerji maliyetini arttırmaktadır. Ayrıca güneş enerjisi uygulamalarının ilk yatırım maliyeti yüksektir.

Tüm bu engellere rağmen güneş enerjisi teknolojik olarak ilerleme ve maliyet açısından düşme eğilimi göstermektedir. Ayrıca çevresel yönden temiz bir kaynak olan güneş enerjisi, fosil yakıtlarının neden olduğu çevre felaketlerinin artması ile yakın gelecekte rakipleriyle rekabet edecek duruma gelecektir.⁷⁴

3.5.1. Güneş Enerjisi Teknolojileri

Güneş enerjisi teknolojileri kullanılan yöntem, malzeme ve teknoloji açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:

A. Isıl Güneş Teknolojileri

Bu sistemlerde güneş enerjisinden ısı doğrudan kullanılabilirliği gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir.

Güneş enerjisinin en yaygın ve bilinen kullanım alanlarından biri düzlemsel güneş kolektörleridir. En çok evlerde su ısıtma amacıyla kullanılan bu sistemler, güneş enerjisini

⁷³ Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE), *Güneş Enerjisi ve Teknolojileri: Güneş Işınımı*, Ankara, 2003 (<http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/gunesisinim.html>).

⁷⁴ Güneş ve Diğer Enerji Kaynakları Şube Müdürlüğü, "Güneş Enerjisi", *Enerji Bülteni*, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s.38.

toplayarak bir akışkana ısı olarak aktarırlar. Ulaştıkları sıcaklık 70°C civarındadır. Düzlemsel güneş kolektörleri, üstten alta doğru, camdan yapılan üst örtü, cam ile absorban plaka arasında yeterince boşluk, metal veya plastik absorban plaka, arka ve yan yalıtım ve bu bölümleri içine alan bir kasadan oluşmuştur. Absorban plakanın yüzeyi genellikle koyu renkte olup bazen seçiciliği artıran bir madde ile kaplanır. Kolektörler, yörenin enlemine bağlı olarak güneşi maksimum alacak şekilde, sabit bir açıyla yerleştirilirler. Güneş kolektörlü sistemler tabii dolaşım ve pompalı olmak üzere ikiye ayrılır. Bu sistemler evlerin yanında, yüzme havuzları ve sanayi tesisleri için de sıcak su sağlanmasında kullanılır. Bu konudaki Ar-Ge çalışmaları sürmekle birlikte, bu sistemler tamamen ticari ortama girmiş durumdadırlar. Dünya genelinde kurulu bulunan güneş kolektörü alanı 30 milyon m²'nin üzerindedir. En fazla güneş kolektörü bulunan ülkeler arasında ABD, Japonya, Avustralya İsrail ve Yunanistan yer almaktadır. Türkiye, 7,5 milyon m² kurulu kolektör alanı ile dünyanın önde gelen ülkelerinden biri konumundadır⁷⁵.

Düzlemsel güneş kolektörleri dışında termal güneş enerjisi uygulamasının diğer örnekleri: güneş havuzları, güneş bacaları, su arıtma sistemleri, güneş mimarisi, ürün kurutma ve seralar, güneş ocakları şeklinde sıralanabilir.

Işık güneş enerjisi uygulamalarının ikinci büyük grubu da elektrik üretmekte kullanılan santrallerdir. Bu sistemler; Parabolik oluk kolektörlü, parabolik çanak kolektörlü ve merkezi alıcı sistemleri olarak üçe ayrılır. Bu sistemlerde yoğunlaştırma yapıldığından ve geniş alanlarda kurulduğundan daha yüksek sıcaklıklara ulaşılır. Parabolik oluk kolektörlü santraller ticari ortama girmiş olup, bu sistemlerin en büyük en tanınmış olanı 350 MW gücündeki ABD Luz Santralidir. Ayrıca İspanyada da hem parabolik hem de merkezi alıcı sistemli santraller vardır⁷⁶.

Fotoğraf 3.1: 350 MW gücünde parabolik oluk güneş santrali (Kaliforniya)

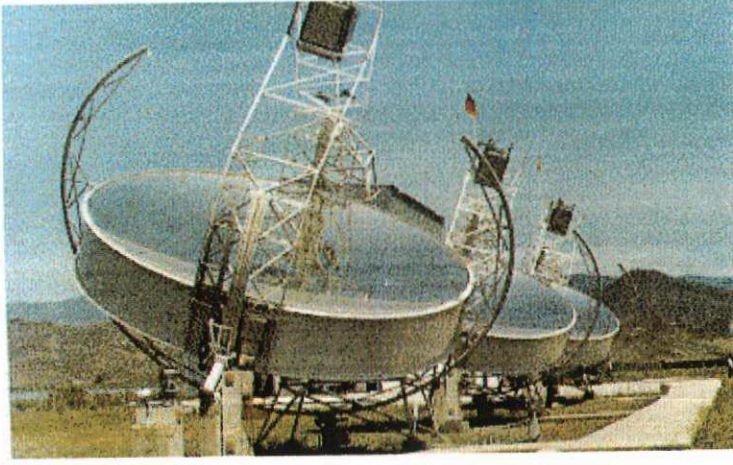


Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü Güneş Enerjisi Çalışmaları: Isıl Güneş Teknolojileri (<http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/gunesisil.html>)

⁷⁵ Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE), *Güneş Enerjisi ve Teknolojileri: Güneş Işınımı*, Ankara, 2003 (<http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/gunesisil.html>).

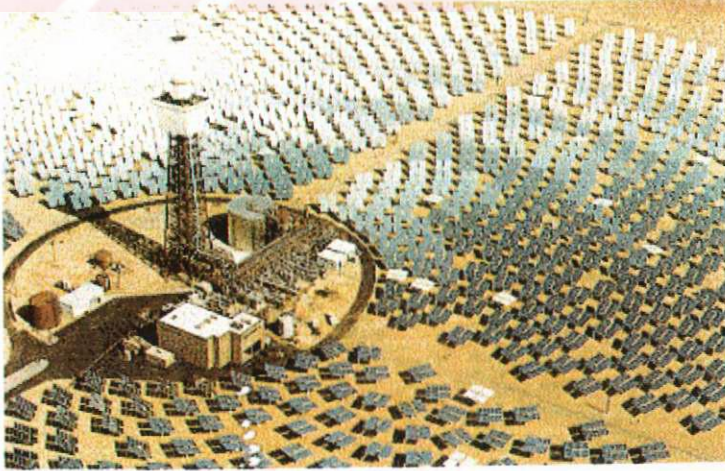
⁷⁶ EİE, *Güneş Enerjisi ve Teknolojileri: Güneş Işınımı*, a.g.m.

Fotoğraf 3.2: Parabolik Çanak Güneş Isıl Elektrik Santrali (İspanya)



Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü Güneş Enerjisi Çalışmaları: Isıl Güneş Teknolojileri
(<http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/gunesisil.html>)

Fotoğraf 3.3: Solar I Merkezi Alıcı Güneş Isıl Elektrik Santrali (İspanya)



Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü Güneş Enerjisi Çalışmaları: Isıl Güneş Teknolojileri
(<http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/gunesisil.html>)

B. Güneş Pilleri

Güneş pilleri (fotovoltaik piller), yüzeylerine gelen güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarıiletken maddelerdir. Yüzeyleri kare, dikdörtgen, daire şeklinde biçimlendirilen güneş pillerinin alanları genellikle 100 cm² civarında, kalınlıkları ise 0,2-0,4 mm arasındadır. Güneş pilleri fotovoltaik ilkeye dayalı olarak çalışırlar, yani üzerlerine ışık düştüğü zaman uçlarında elektrik gerilimi oluşur. Pilin verdiği elektrik enerjisinin kaynağı, yüzeyine gelen güneş enerjisidir. Güneş enerjisi, güneş pilinin yapısına bağlı olarak % 5 ile % 20 arasında bir verimle elektrik enerjisine çevrilebilir. Güç çıkışını artırmak amacıyla çok sayıda güneş pili birbirine paralel ya da seri bağlanarak bir yüzey üzerine monte edilir. Güç talebine bağlı olarak modüller birbirlerine seri ya da paralel bağlanarak bir kaç Watt'tan MegaWatt'lara kadar sistem oluşturulur.

Güneş pilleri, elektrik enerjisinin gerekli olduğu her uygulamada kullanılabilir. Güneş pili modülleri uygulamaya bağlı olarak, akümülatörler, invertörler, akü şarj denetim aygıtları ve çeşitli elektronik destek devreleri ile birlikte kullanılarak bir güneş pili sistemi (fotovoltaik sistem) oluştururlar. Bu sistemler, özellikle yerleşim yerlerinden uzak, elektrik şebekesi olmayan yörelerde, jeneratöre yakıt taşımının zor ve pahalı olduğu durumlarda kullanılırlar. Bunun dışında dizel jeneratörler ya da başka güç sistemleri ile birlikte karma olarak kullanılmaları da mümkündür.

Bu sistemlerde yeterli sayıda güneş pili modülü, enerji kaynağı olarak kullanılır. Güneşin yetersiz olduğu zamanlarda ya da özellikle gece süresince kullanılmak üzere genellikle sistemde akümülatör bulundurulur.

Güneş pili sistemlerinin şebekeden bağımsız (stand-alone) olarak kullanıldığı tipik uygulama alanları aşağıda sıralanmıştır⁷⁷:

- Haberleşme istasyonları, kırsal radyo, telsiz ve telefon sistemleri
- Petrol boru hatlarının katodik koruması
- Metal yapıların (köprüler, kuleler vb) korozyondan koruması
- Elektrik ve su dağıtım sistemlerinde yapılan telemetrik ölçümler, hava gözlem istasyonları
- Bina içi ya da dışı aydınlatma
- Dağ evleri ya da yerleşim yerlerinden uzaktaki evlerde TV, radyo, buzdolabı gibi elektrikli aygıtların çalıştırılması
- Tarımsal sulama ya da ev kullanımı amacıyla su pompajı
- Orman gözetleme kuleleri
- Deniz fenerleri
- İlkyardım, alarm ve güvenlik sistemleri

⁷⁷ EİE, *Güneş Enerjisi ve Teknolojileri: Güneş Pilleri*, Ankara, 2003 (<http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/gunespv.html>).

- Deprem ve hava gözlem istasyonları
- İlaç ve aşı soğutma

Yukarıda saydığımız küçük ölçekli uygulamalardır. Günümüzde gelişmiş ülkelerde giderek yaygınlaşan uygulama ise şebeke bağlantılı sistemlerdir. Bu tür sistemlerde güneş pilleri ile üretilen elektriğin fazlası elektrik şebekesine satılır, yeterli enerjinin üretilmediği durumlarda ise şebekeden enerji alınır. Böyle bir sistemde enerji depolamaya gerek yoktur. Depolama maliyeti ortadan kalktığı için bu sistemde üretilen enerji nispeten daha ucuzdur. Ancak yaygın kullanılan enerji kaynaklarıyla karşılaştırıldığında halen pahalı (birim enerji maliyeti 25 cent/kWh) bir enerjidir. Bu yüzden kullanıldığı ülkelerde devlet desteği verilmektedir⁷⁸.

3.5.2. Türkiye’de Güneş Enerjisi

Ülkemiz, coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. Türkiye coğrafi konumu açısından 36-42 enlemleri arasında yer almakta ve güneş kuşağı içerisinde bulunmaktadır. Yıllık ortalama güneşlenme süresi 2.609 h olup, yılın % 29.8’ini oluşturmaktadır. Güneşlenme süresi yönünden en zengin bölgeyi 3.016 h ile Güneydoğu Anadolu kapsamakta, bunu sırasıyla Akdeniz (2.923 h), Ege (2.726 h), İç Anadolu (2.712 h), Doğu Anadolu (2.693 h), Marmara (2.528 h) bölgeleri izlemekte, en düşük değer 1.966 h ile Karadeniz bölgesinde görülmektedir. Güneşlenme süresinin aylık dağılımında Türkiye ortalaması maksimum değer 362h ile Temmuz, minimum değer 98 h ile Aralık ayına aittir.⁷⁹

Ancak, bu değerlerin, Türkiye’nin gerçek potansiyelinden daha az olduğu, daha sonra yapılan çalışmalar ile anlaşılmıştır. 1992 yılından bu yana EİE ve DMİ, güneş enerjisi değerlerinin daha sağlıklı olarak ölçülmesi amacıyla enerji amaçlı güneş enerjisi ölçümleri almaktadırlar. Devam etmekte olan ölçüm çalışmalarının sonucunda, Türkiye güneş enerjisi potansiyelinin eski değerlerden %20-25 daha fazla çıkması beklenmektedir. Bu kapsamda EİE yurdun çeşitli illerinde 5 istasyon ile ölçümler yapmaktadır. İzmir, Aydın, Antalya ölçümleri tamamlanmıştır. Ankara, Balıkesir, Adana, Isparta, Kayseri, de ölçümler devam etmektedir. Beş yıl ölçüm süresi sonunda istasyonların yerleri değiştirilerek bütün Türkiye’nin taranması amaçlanmaktadır⁸⁰.

Türkiye’de güneş enerjisinin en yaygın kullanımı sıcak su ısıtma sistemleridir. EİE’nin çalışmalarına göre Türkiye’de yaklaşık 9.2 milyon metre kare güneş kolektörü bulunduğu tahmin edilmektedir. Sektör olarak, 100 civarında orta ve küçük ölçekli firma bu alanda faaliyet göstermekte olup, yıllık üretim 500 – 700 bin metre kare kadardır⁸¹.

⁷⁸ Güneş ve Diğer Enerji Kaynakları Şube Müdürlüğü, a.g.m., s. 39.

⁷⁹ Ültanır, a.g.e., s. 127.

⁸⁰ Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE), *Güneş Enerjisi ve Teknolojileri: Türkiye’de Güneş Enerjisi*, Ankara, 2003, (<http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/tgunes.html>).

⁸¹ Güneş ve Diğer Enerji Kaynakları Şube Müdürlüğü, a.g.m., s. 40.

Çizelge 3.7: Güneş Kollektörlerinin Ürettiği Isıl Enerjinin Birincil Enerji Tüketimimize Katkısı

Yıl	Güneş Enerjisi Üretimi (bin TEP)
1998	210
1999	236
2000	262
2001	290

Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü Güneş Enerjisi Çalışmaları: Türkiye’de Güneş enerjisi <http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/tgunes.html>

Güneş pilleri, halen ancak elektrik şebekesinin olmadığı, yerleşim yerlerinden uzak yerlerde ekonomik yönden uygun olarak kullanılabilir. Bu nedenle ve istenen güçte kurulabilmeleri nedeniyle genellikle sinyalizasyon, kırsal elektrik ihtiyacının karşılanması vb. gibi uygulamalarda kullanılmaktadır. Ülkemizde halen telekom istasyonları, Orman Genel Müdürlüğü yangın gözetleme istasyonları, deniz fenerleri ve otoyol aydınlatmasında kullanılan güneş pili kurulu gücü 300kW civarındadır.

Şebeke bağlantılı sistemler konusunda bilgi birikimi sağlamak amacıyla 1998 yılında Didim’de 4.8 kW gücünde şebekeye bağlı bir sistem kurulmuştur. Sistem günde ortalama 15 kWh enerji üretmiştir⁸².

⁸² EİE, *Güneş Enerjisi ve Teknolojileri: Türkiye’de Güneş Enerjisi*. a.g.m.

Dördüncü Bölüm

DİĞER ENERJİ KAYNAKLARI

4.1.Hidrojen Enerjisi

Hidrojen dünyanın en basit ve en çok bulunan elementi olup, renksiz, kokusuz, havadan 14.4 kez daha hafif ve tamamen zehirsiz bir gazdır. Hidrojen – 252.77 °C’de sıvı hale getirilebilir. Hidrojen bilinen tüm yakıtlar içerisinde birim kütle başına en yüksek enerji içeriğine sahiptir.

Hidrojenin en önemli özelliklerinden biri depolanabilir olmasıdır. Ancak günümüzde büyük miktarlarda enerji depolamak için hala uygun bir yöntem bulunamamıştır. Eğer bugün hidroelektrik santrallerden elde edilen enerjinin depolanması mümkün olsaydı, enerji sorununu bir ölçüde çözmek mümkün olabilirdi.

Hidrojen gaz veya sıvı olarak saf halde tanklarda depolanabileceği gibi, fiziksel olarak karbon nanotüplerde veya kimyasal olarak hidrür şeklinde depolanabilir.

Hidrojen petrole göre 4 kat fazla hacim kaplamaktadır. Bu hacmi küçültmek için hidrojeni sıvı halde depolamak gereklidir. Bunu içinde yüksek basınç ve soğutma işlemine ihtiyaç vardır. Sıvılaştırılmış hidrojen yüksek basınç altında çelik tüpler içinde depolanabilir. Bu yöntem orta ve küçük ölçekte depolama için en çok kullanılan yöntemdir. Ancak büyük miktarlar için oldukça pahalıdır. Hidrojen gazının depolamanın olası en ucuz yöntemlerinden birincisi, doğal gaz gibi yer altında, tükenmiş petrol veya doğal gaz rezervuarlarında depolamaktır⁸³.

Bugün yakıt seçimindeki kriterler olarak; motor yakıtı olma özelliği, dönüşebilirlik ya da çok yönlü kullanıma uygunluk, kullanım verimi, çevresel uygunluk, emniyet ve efektif maliyet açısından yapılan değerlendirmeler, hidrojen lehine sonuç vermektedir. Yakıtın dönüşebilirliği ya da çok yönlü kullanımı, yanma işlemi dışında, diğer enerji dönüşümlerine uygunluğunu gösterir. Hidrojen alevli yanmaya, katalitik yanmaya, direkt buhar üretimine, hidridleşme ile kimyasal dönüşüme ve yakıt hücresi ile elektrik dönüşümüne uygun bir yakıt iken, fosil yakıtlar yalnızca alevli yanmaya uygundur.

Hidrojen alevli yanma özelliği ile içten yanmalı motorlarda, gaz türbinlerinde ve ocaklarda yakıt olarak kullanılabilir. Hidrojenin direkt buhara dönüşüm özelliği, buhar türbinleri uygulamasında kolaylık sağlamaktadır. Bu özelliği ile endüstriyel buhar üretimi de kolaylaşmaktadır. Hidrojenin katalitik yanma özelliğinden mutfak ocakları, su ısıtıcılar ve sobalara uygulanmasında yararlanılmaktadır. Hidridleşme özelliği, emniyetli hidrojen depolaması açısından önemlidir. Hidrojen Carnot çevriminin sınırlayıcı etkisi

⁸³ Figen Ar, “Hidrojen Enerjisi”, *Enerji Bülteni*, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s. 48.

altında kalmadan, yakıt pillerinde elektro kimyasal çevrimle direkt elektrik üretiminde de kullanılabilir. ⁸⁴

Hidrojen, en hafif kimyasal elementtir. Sıvı hidrojenin birim kütesinin ısı değeri 141.9 MJ/kg olup, petrolden 3.2 kat daha fazladır. Sıvı hidrojenin birim hacminin ısı değeri ise 10.2 MJ/m³ tür ve petrolün % 28'i kadardır. Gaz hidrojenin birim kütesinin ısı değeri sıvı hidrojenle aynı olup, doğal gazın 2.8 katı kadarken, birim hacminin ısı değeri 0.013 MJ/m³ ile doğal gazın % 32.5'i olmaktadır. Metal hidridlerin kütesel enerji içeriği 2-10 MJ/kg ile sıvı hidrojene göre çok küçükken, hidridlerin hacimsel enerji içeriği 12.6-14.3 MJ/m³ ile gaz ve sıvı hidrojenden büyüktür.

Bir yakıtın motor yakıtı olma özelliği yalnızca ısı değerine bağlı değildir. Ayrıca devindirme tahrik etme (motivity) faktörü önemli olup, bu faktör yakıtın kütlesi ve buna karşılık olan hacmine bağlı biçimde, en yüksek ısı değerli yakıtla analitik karşılaştırması sonucu hesaplanır. Hidrojenle birlikte çeşitli motor yakıtlarının özellikleri aşağıdaki tabloda gösterilmektedir. ⁸⁴



⁸⁴ Ültanır, a.g.e., s. 206.

Çizelge 4.1: Hidrojen ile Diğer Motor Yakıtlarının Özellikleri

Yakıt	Isıl Değer (MJ/kg)	Isıl Değer (MJ/m ³)	Devindirme Faktörü (%)
Sıvı Yakıtlar			
Fuel – oil	45.5	38.65	78
Benzin	47.4	34.85	76
Jet yakıtı	46.5	35.30	75
LPG	48.8	24.40	62
LNG	50	23	61
Methanol	22.3	18.10	23
Ethanol	29.9	23.60	37
Hidrojen (LH ₂)	141.9	10.10	100
Katı Yakıtlar			
Doğal Gaz	50	0.040	75
Hidrojen (GH ₂)	141.9	0.013	100

Kaynak: TÜSİAD, Yirmi Birinci Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi, s.207

Hidrojen diğer tüm otomotiv yakıtlarından üstün özellikler taşımaktadır ve ideal bir yakıttır. Akaryakıt motorlarında görülen buhar tıkaçı, soğuk yüzeylerde yoğuşma, yeterince buharlaşmama, zayıf karışım gibi sorunlar hidrojen motorlarında yoktur. Hidrojen motorları 20.13 K (-253 oC) de ilk harekete sokulurken bile sorun çıkarmaz.

Hidrojenle çalışan içten yanmalı motorun yanma sırasında oluşan azot oksit (NO_x) emisyonu, mevcut bir motordan 200 kat daha azdır. Kaldı ki, benzin-hava karışımına % 5 hidrojen eklenince NO_x emisyonu % 30-40 azalma göstermektedir. Bu da çevre açısından önemli bir kazançtır. Nitekim, son yıllarda çift yakıtlı motorlar denilen, hidrojen/benzin ve hidrojen/doğal gaz karışımli Otto çevrimli motorların ortaya çıkarılmasının nedeni, karışımın fakirleştirilmesi ile özgül yakıt tüketiminin azaltılmasıdır. Fakir karışımli

motorların CO_x ve HC emisyonları azalmaktadır. Çift yakıtlı motorların, günümüz klasik motorları ile hidrojen motorları arasında bir geçiş aşaması oluşturması beklenmektedir.

Çevresel zarar ve çevresel uygunluk faktörü için fosil yakıt sistemi, kömür/sentetik yakıt sistemi ve güneş-hidrojen sistemi (güneş PV panellerinden sağlanacak enerji ile hidrojen üretim sistemi), bu verilerin ışığında karşılaştırılmıştır. Karşılaştırma sonuçları aşağıdaki tabloda yer almaktadır. Güneş-hidrojen üretim sisteminde çevresel zarar 0.46 ABD \$/GJ gibi yok denecek düzeye düşmekte ve çevresel uygunluk faktörü üst sınıra çıkarak olmaktadır⁸⁵.

Çizelge 4.2: Yakıtların Çevresel Zarar ve Çevresel Uygunluk Faktörleri

Enerji sistemi	Yakıt	Çevresel Zarar (ABD \$/GJ)	Çevresel uygunluk faktörü
Fosil Yakıt		8.42	
	Kömür	9.82	0.047
	Petrol	8.47	0.054
	Doğal Gaz	5.60	0.082
Kömür/Sentetik Yakıt		10.47	
	Sent.Gaz	13.77	0.033
	Sent.doğ. gaz	9.13	0.050
Güneş/Hidrojen		0.46	
	Hidrojen	0.46	1.000

Kaynak: TÜSİAD, Yirmi Birinci Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi, 1998, İstanbul, s. 208

Araştırmalar, mevcut koşullarda hidrojenin diğer yakıtlardan yaklaşık üç kat pahalı olduğunu ve yaygın bir enerji kaynağı olarak kullanımının hidrojen üretiminde maliyet düşürücü teknolojik gelişmelere bağlı olacağını göstermektedir. Bununla birlikte, günlük veya mevsimlik periyotlarda oluşan ihtiyaç fazlası elektrik enerjisinin hidrojen olarak depolanması günümüz için bir alternatif olarak değerlendirilebilir. Bu tarzda depolanan enerjinin yaygın olarak kullanılabilmesi (örneğin toplu taşıma araçları için) yakıt pili teknolojilerinin geliştirilmesine bağlıdır.

⁸⁵ Ültanır, a.g.e., s. 208.

4.1.1. Yakıt Pilleri

Yakıt pilleri, hidrojen enerjisinden, bir buhar veya türbin kullanılmadan, kimyasal reaksiyon ile elektrik enerjisi elde etmeye yarayan teknoloji olarak tanımlanır. Teknolojinin temeli, hidrojen ile oksijen arasındaki elektro kimyasal reaksiyon sonucu elektrik elde edilmesidir. Yakıt pillerinin verimlilikleri % 80'lere kadar ulaşır ve elde edilen elektriğin dışında atık olarak su ve ısı oluşur.

Yakıt pilleri, küçük olmaları, yüksek verimle çalışmaları ve atık ısılarının kullanılabilir olmasının yanı sıra aşağıdaki özellikleri ile de diğer güç sistemlerinde ayrılırlar;

- Modüler olmaları.
- Kullanıcıya yakın inşa edilebilmeleri.
- Yakıt olarak saf hidrojenin yanı sıra doğal gaz, metanol veya kömür gazlarının kullanılabilmesi.
- Sessiz çalışmaları.
- Minimum düzeyde kükürt oksit ve azot oksit emisyonları.
- İnşa edilecek alanda çok az çevre kısıtlamaları gerektirmeleri ve kısa sürede inşa edilebilmeleri.
- Katı atık problemlerinin olmaması.

1839'da keşfedilmiş, 1932'de üzerinde gelişmeler sağlanmış ve 1952 yılında NASA tarafından uzay çalışmalarında enerji sağlayıcı olarak kullanılan yakıt pilleri, 1960 yılında ilk yakıt hücreli traktör yapımı ile kara ulaşımının kullanımına sunulmuştur. Daha sonra 1980'li yıllarda yakıt hücreli tren, 1990'lı yıllarda yakıt hücreli denizaltı ve uçak ile gelişim göstermiş son yıllarda kara araçlarında ve elektrik santrallerinde yaygın araştırma ve uygulama konusudur.⁸⁶

4.1.2. Dünya'da Hidrojen Kullanımı

Hidrojenin yakıt olarak kullanılmasına ilişkin düşünceler 1820'lere kadar inmekte ise de, bu düşüncenin gerçekleşmesine yönelik çalışmaların başlaması 150 yıl sonra olabilmıştır. 1970'li yıllarda hidrojene enerji taşıyıcısı olarak az bir dikkatle bakıldığı söylenebilir. O yıllarda "hidrojen enerjisi", "hidrojen ekonomisi" ve "hidrojen enerji sistemi" gibi kavramlar enerji literatürlerinde yer almıyordu. Ancak, roket yakıtı olarak hidrojen kullanılıyor, süper devletler hidrojen çalışmalarını gizlilik içinde yürütüyordu.

⁸⁶ Ar, a.g.m., s. 48.

1974 yılında ABD Florida'da, Miami Üniversitesi Temiz Enerji Enstitüsü tarafından düzenlenen "Hidrojen Ekonomisi Miami Enerji Konferansı" (THEME), bu konuların yayılması ve hidrojen enerjisi kullanımına başlangıç oluşturması açısından önemlidir. Bu toplantı ile Uluslararası Hidrojen Enerjisi Birliği (IHEA) kurulmuştur. Bugün söz konusu örgütün dışında, çeşitli ülkelerde ona yakın hidrojen enerjisi örgütü bulunmaktadır. Ayrıca, onbir kez Dünya Hidrojen Enerjisi Konferansı (WHEC) toplanmıştır.

Ballard, BMW, Buick, Daimler Benz, Ford, G.M., Honda, Mazda, Suzuki, Toyota gibi otomobil firmalarının 1990 öncesi deneme ve demonstrasyon amacıyla ürettikleri hidrojenli araçlar vardır. % 15-20 hidrojen ve % 80-85 doğal gaz karışımı hythane olarak adlandırılmakta olup, bu yakıtla çalışan otobüs, 1993 yılında Kanada Montreal'da denenmiştir. MAN firması içten yanmalı doğal gaz motorundan geliştirdiği tek sıra üzerinde altı silindirli hidrojen motorunu MAN SL 202 otobüsüne uygulamıştır. MAN D 2566 Diesel motoru da hidrojene uyarlanmış olarak bir diğer test otobüsünde kullanılmıştır. Almanya'da bu tür test ve gösterim otobüsleri 1994 yılından bu yana piyasaya sürülmüş bulunmaktadır.⁸⁷

Günümüzde Japonya'da Tokyo Electric Company tarafından kurulan 11 MW'lık elektrik santrali Rokko adasının elektrik ve ısı ihtiyacını karşılamakla birlikte, kapasiteleri 50 ile 500 MW arasında değişen yüzlerce yakıt pili tesisi bulunmaktadır. Sadece Tokyo'da şehrin elektrik ihtiyacının 40.000 MW'lık bölümü hidrojen enerjisi sisteminden sağlanmaktadır.

Siemens Kaliforniya'da 200 konutun elektrik ve ısı ihtiyacını karşılamak üzere 250 kW'lık gaz türbinli, yakıt hücreli bir sistem kurmuştur.

Honda araştırma ve geliştirme bölümü doğal gazdan yakıt pilli araçlar için hidrojen üreten bir proje başlatmıştır.

Dünyanın ilk hidrojen dolum istasyonu Shell tarafından İzlanda'da açılmıştır. Ayrıca Shell Hidrojen çalışmaları için bir bölüm açmış ve araştırmalar için 500 milyon dolar yatırım yapmıştır. BP'de benzer bir girişimde bulunmuştur.⁸⁸

4.1.3. Türkiye'de Hidrojen Enerjisi

Türkiye'de Hidrojen enerjisi ile ilgili en önemli adım Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi'nin (ICHET) kurulmasına ilişkin anlaşmanın, Türkiye ile Birleşmiş Milletler Sınai Örgütü (UNIDO) arasında 21 Ekim 2003 tarihinde Viyana'da imzalanan anlaşma ile atılmıştır.

İstanbul'da kurulacak olan Dünya Hidrojen Merkezi'nin direktörlüğünü Prof. Dr. Nejat Veziroğlu üstlenmiştir. Merkez, UNIDO'nun oluşturacağı bir hibe fonuna sahip olacak, bu

⁸⁷ Ültanır, a.g.e., s. 204.

⁸⁸ Ar, a.g.m., ss. 49 – 50.

fona, Türkiye ve bir çok ülke ve kuruluş hibe yapabilecek. Anlaşmanın imzalanmasını takip eden ilk yılın başlangıcında, Türkiye UNIDO' ya aktaracağı hibe miktarı, 1.5 milyon ABD Dolarını bulacak. Anlaşmanın mali portresi 40 milyon ABD doları kadar olacak, Türk hükümeti merkeze arasa ve bina hibe edecektir.

Ülkemizin en önemli enerji kaynaklarından Bor'un, sodyum bor hidrür gibi bileşenlerinin de hidrojen enerjisi konusunda işleneceği merkezin başlıca amaçları aşağıda sıralanmıştır⁸⁹;

- Kalkınmış ve kalkınmakta olan ülkeler arasında bir köprü vazifesi görerek; hidrojen araştırma, geliştirme ve yatırımcı kuruluşlar arasında bir koordinasyonu sağlamak ve gelecekteki hidrojen teknolojisi ve endüstrisinin uygulama alanlarını tespit etmek.
- Hidrojen teknolojisi uygulamalarında barışçıl ve kalkınmaya yönelik işbirliğini geliştirmek.
- Hidrojen araştırma ve geliştirme çalışmalarının artırılması için kalkınmış ülkelerin bilim adamlarını ve uzmanlarının doğrudan katkılarını sağlamak,
- Kalkınmakta olan ülkelerin ar-ge merkezlerinin ve programlarını desteklemek, hidrojen teknolojileri alanındaki yatırımları teşvik etmek.

Hidrojen Merkezinin Faaliyetleri⁹⁰;

- Uzun ve kısa dönemli atölye (workshop) çalışmaları, bilimsel toplantılar, bilim adamları ve uzmanların katılacağı uygulamalı (yaparak öğrenme) eğitim programları düzenlemek;
- Ar-ge ve teknoloji transferi yapmak;
- Danışmanlık hizmeti sunmak;
- Endüstri ile işbirliği kurmak;
- Hidrojen enerjisi teknolojilerini tanıtmak amacıyla katılımcı ülkelere teknolojik çalışmalar, teknoloji izleme ve tahmini, ar-ge, teknoloji transferi, eğitim, burs ve danışmanlık hizmeti sağlamaktır.

⁸⁹ Elektrik İşleri Etüd İdaresi (EİE), *Hidrojen Enerjisi: Uluslararası Hidrojen Enerjileri Merkezi*, Ankara, 2003, (<http://www.eie.gov.tr/hidrojen/ichet.html>).

⁹⁰ EİE, *Hidrojen Enerjisi: Uluslararası Hidrojen Enerjileri Merkezi*, a.g.m.

ICHET'in çalışma kapsamı içerisinde⁹¹:

- Hidrojen enerjisi politikası oluşturulması, büyük miktarlarda hidrojen üretimi ve hidrojen enerji teknolojilerinin uygulanmasının ve çevresel çalışmaların ekonomik analizi;
- Diğer yenilenebilir enerji sistemleriyle hidrojen üretim tekniklerinin entegre edilmesi;
- Hidrojen depolama teknikleri;
- Klima sistemleri ve hidrojen depolamada hidrojen hidratlarının kullanımı;
- Boru ile hidrojen nakli;
- Sıvı hidrojen teknolojileri;
- Hidrojenle çalışan taşıtlar (otobüsler, kamyonlar, otomobiller, iki ve üç tekerlekli taşıtlar);
- Yakıt pili uygulamaları(desentralize enerji üretimi ve taşıtlar);
- Hidrojen alt yapısı geliştirilmesi;
- Kimyada enerji üretiminde, gaz petrol endüstrisinde ve metalürjide hidrojen uygulamaları; bulunmaktadır.

Bu önemli gelişmeye ilaveten hidrojen enerjisi alanında önemi giderek artan “Yakıt Pilleri” teknolojisinin Türkiye’de geliştirilmesi için önemli ve büyük bir adım atılmıştır. Türkiye’de kendi alanlarında uzman beş kuruluş bir araya gelerek hidrojen teknolojileri geliştirme çalışmalarında ortak çalışma kararı almıştır. Ford – Otosan, Arçelik, Tofaş, Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı (TTGV) ve TÜBİTAK – MAM arasında 10 Kasım 2003 tarihinde imzalanan anlaşmayla; yakıt pili teknolojisinin tam anlamıyla öğrenilmesi, projede çalışacak elemanların uzmanlaşması, oluşacak bilgi birikimi ile ileriye dönük daha kapsamlı projelerin oluşturulması hedeflenmiştir. Bu anlaşma ile, ilk aşamada 1.5 kW Polimer Elektrolit Membran (PEM) Tipi Yakıt Pili Sisteminin kurulması hedeflenmiştir. Proje süresince kuruluşların uzmanları TÜBİTAK – MAM uzmanlarıyla birlikte çalışacaklardır⁹².

⁹¹ EİE, *Hidrojen Enerjisi: Uluslararası Hidrojen Enerjileri Merkezi*, a.g.m.

⁹² “Türkiye’nin 5 Firması Yakıt Pilleri Teknolojisi Projesi İçin Bir Araya Geldi”, *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Kasım – Aralık 2003 , s. 16.

4.2.Nükleer Enerji

Atom çekirdeklerinin parçalanması sonucunda büyük bir enerji açığa çıkmaktadır. Ağır atom çekirdeklerinin nötronlarla bombardımanı sonucunda bu çekirdeklerin parçalanması sağlanabilir; bu tepkimeye “filyon” adı verilmektedir. Her bir parçalanma tepkimesi sonucunda açığa filyon ürünleri, enerji ve 2-3 adet de nötron çıkmaktadır. Uygun şekilde tasarlanan bir sistemde tepkime sonucu açığa çıkan nötronlar da kullanılarak parçalanma tepkimesinin sürekliliği sağlanabilir (zincirleme tepkime).

Bunun haricinde hafif atom çekirdeklerinin birleşme tepkimeleri de büyük bir enerjinin açığa çıkmasına sebep olmaktadır. Bu birleşme tepkimesine “füzyon” adı verilmektedir. Bu tepkimenin sağlanabilmesi için atom çekirdeğinde bulunan artı yüklerin birbirini itmesinden kaynaklanan kuvvetin yenilmesi gereklidir. Bu nedenle çok yüksek sıcaklığa çıkılan sistemler kullanılmaktadır. Çok yüksek sıcaklıkta yüksek enerjiye ulaşan atom çekirdeklerinin çarpışması ile füzyon tepkimesi sağlanabilmektedir. Filyon ve füzyon tepkimeleri ile elde edilen enerjiye “çekirdek enerjisi” veya “nükleer enerji” adı verilmektedir.

Nükleer reaktörler nükleer enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Temel olarak filyon sonucu açığa çıkan nükleer enerji nükleer yakıt ve diğer malzemeler içerisinde ısı enerjisine dönüşür. Bu ısı enerjisi bir soğutucu vasıtasıyla çekilerek bazı sistemlerde doğrudan bazı sistemlerde ise ısı enerjisini başka bir taşıyıcı ortama aktararak türbin sisteminde kinetik enerjiye ve daha sonra da jeneratör sisteminde elektrik enerjisine dönüştürülür. Malzemelerin çok çeşitli fiziksel, kimyasal ve nükleer özellikleri sebebiyle pek çok değişik nükleer reaktör tasarımı mevcuttur. Basıncılı Su Reaktörünün. Bu tasarımda reaktör kalbindeki yakıtlardan ısı enerjisi basınç altında tutularak kaynaması engellenen su ile çekilmektedir. Çekilen ısı enerjisi buhar üreteçlerinde ikinci devredeki suya aktarılmakta böylece üretilen buhar ile türbin-jeneratör sistemi döndürülerek elektrik enerjisi üretilmektedir⁹³.

4.2.1. Nükleer Enerjinin Maliyeti

Personel maliyeti, malzeme ve ekipman yurtiçi fiyatı, kurumsal ve düzenleyici çerçeve, altyapı, yer şartları, indirgeme oranı, ekonominin büyüklüğü gibi kapital maliyetini etkileyen unsurlar ülkeden ülkeye farklılık gösterir. sermaye yoğun teknoloji olduğu için indirgeme oranının yüksek olması yatırım maliyetini çok etkilemektedir.

Nükleer güç santralleri, sermaye maliyeti yoğun ancak yakıt maliyeti düşük santrallerdir. Nükleer santralarda yakıt maliyeti hafif sulu reaktörler için yaklaşık 0,5 cent/kWsaat, ağır sulu reaktörler için yaklaşık 0,3 cent/kWsaat, toplam üretim maliyetinin %15-20 si kadardır. Yakıt çevrim maliyeti, yakıtın madenden çıkarılması, işlenerek yakıt haline getirilmesi ve kullanıldıktan sonra yeniden işlenmesi ya da kullanılmış yakıtların nihai

⁹³ A.B. Bölme, Ö. Gündüz ve İ. Kılıç, “Nükleer Enerjiye Genel Bir Bakış”, Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (http://www.taek.gov.tr/taek/td/pdf/rapor_nukleer_enerji_genel.pdf), s. 1.

depolanması aşamalarındaki tüm maliyetleri kapsar. Bakım-onarım giderlerinin payı %20-25, yatırımın payı ise %60'tır⁹⁴.

Çizelge 4.3: Çeşitli Ülkelerde Nükleer Reaktörlerden Elektrik Üretim Maliyetleri

	Yatırım (%)	İşletme Bakım (%)	Yakıt (%)	Toplam Maliyet (cent/kWsaat)
Kanada	67	24	9	2.5
Finlandiya	59	21	20	3.9
Fransa	54	21	25	3.2
Japonya	43	29	27	5.7
G. Kore	55	31	14	3.1
İspanya	54	20	26	4.1
Türkiye	61	26	14	3.3
A.B.D.	55	27	19	3.3

Kaynak: TAEK, Nükleer Enerjiye Genel Bir Bakış, s.7

Nükleer enerji üretiminde, yakıt ve bakım-onarım maliyeti oldukça düşüktür. Tesisin işletmeden çıkarılmasının ve atık yönetiminin gerektirdiği maliyetin işletme giderleri içinde göz önüne alınması gerekir. Nükleer tesislerin sökülmesi ve bölgenin rehabilitasyonu ile yüksek seviyeli atıkların ve kullanılmış yakıtların nihai çözümü gibi gelecek nesilleri de ilgilendiren konuların finansmanı ayrı fonlar yaratılarak tüketici

⁹⁴ Bölme, Gündüz ve Kılıç, a.g.m., s. 7.

tarafından, kullandığı elektriğin bedelinin ödenmesi sırasında karşılanabilir. Bu konuların maliyeti yatırımcılar için belirsizlikler içermektedir. Ancak reaktörlerin işletme döneminin uzunluğu ve paranın faiz getirisi düşünüldüğünde oluşturulacak fonlar için dönem içinde alınacak miktar düşük olmaktadır. Yaklaşık olarak bu bileşenlerin işletme gideri içindeki payı aşağıdaki tabloda verilmiştir. Bu bileşenler tesis tipine ve ülke şartlarına (ülkenin ekonomik koşulları, düzenleyici gereksinimleri) bağlı olarak tesis kurulmadan mutlaka dikkate alınmalıdır.

Çizelge 4.4: İşletme Gider Payları

	Uranyum (%)	Yakıt (%)	Bakım-Onarım (%)	Nihai Depolama Provizyonu %
PWR (Yeniden İşleme)	13	25	51	11
PWR (Doğrudan Depolama)	12	22	62	4
CANDU (Doğrudan Depolama)	11	9	75	4

Kaynak: TAEK, Nükleer Enerjiye Genel Bir Bakış, s. 8

Çeşitli ülkelerin tahminlerine göre tesisin hizmetten çıkarılması maliyeti ilk inşaat maliyetinin %15-20 si olmaktadır. Bu maliyetin nükleer elektrik üretim maliyetine etkisi %3'ten az olmaktadır. Burada problem, tesisin işletme ömründen önce işletmeden çıkarılmasının gerekli olduğu durumlardır. Tesisin erken kapatılmasıyla yeterli fon oluşamamaktadır. Diğer taraftan ekonomik ömrünü tamamlamış pek çok reaktör işletmededir ve bunlar fazladan fon oluşumuna katkıda bulunmaktadır⁹⁵.

4.2.2. Nükleer Atıklar

Nükleer atıklar depolamaya gitmeden önce belli bir süre geçici depolama tesislerinde tutularak kısa dönemde yok olacak radyoaktif maddelerin azalması beklenir. Dünyadaki tüm reaktörlerden çıkan atıklar günümüzde bu durumda bekletilmektedir. Bu durumun bir sebebi de atıkların bertaraf edilmesi uygulamasına henüz hiçbir ülkede geçilememiş olmasıdır. Atıkların bertaraf edilmesi ile ilgili dünyadaki genel eğilim bunların yer altında çok derin depolara konulmasıdır. Bunun için gerekli teknoloji günümüzde mevcuttur. Ancak, politik problemler ve halkın kabulü gibi sorunlar nedeniyle bugüne kadar uygulama başlatılamamıştır. Nükleer atıkların nihai depolaması ile ilgili uygulamanın başlatılmasına en yakın ülkeler Finlandiya ve ABD'dir. Bu ülkelerdeki son gelişmeler aşağıda ki iki bölümde yer almaktadır:⁹⁶

⁹⁵ Bölme, Gündüz ve Kılıç, a.g.m., ss. 7 -8.

⁹⁶ Bölme, Gündüz ve Kılıç, a.g.m., s.9.

A. Finlandiya’da atıkların nihai depolanmasıyla ilgili son durum:

Fin Parlamentosu, kullanılmış yakıtların nihai depolanması için Eurajoki Belediyesi içindeki Olkiluoto’da depolama tesisinin inşasına “Prensipte Karar” için onay vermiştir. Finlandiya’da nihai depolama ile ilgili araştırma ve projenin uygulanması, Mayıs 1999 da hükümete resmen başvurusunu yapan Posiva Oy şirket ile yapılacaktır. Posiva, gelecek birkaç yıl içinde Onkalo isimli bir yeraltı kaya karakterizasyon tesisinin kurulacağı Olkiluoto’daki kaya yataklarının araştırılmasına odaklanması olasıdır. Şirket Onkalo’nun inşasını 2003-2004 olarak belirtmiş, nihai depolama tesisinin derin kısımlarda araştırmasının 2006 civarında olabileceğini söylemiştir. Şirket inşa ve işletme lisansı için müracaatın daha sonra olacağını söylemiştir. Fin Parlamentosunun bu onayı, hükümetin Finlandiya da nükleer atıkların idaresinin amaçları ve programına yönelik olarak 1983 de onayladığı uzun dönem planıyla örtüşmektedir. Nihai depolama tesisinin işletmesinin 2020 yılında başlaması planlanmaktadır. Buna göre tesisin inşasına 2010 yılından sonra başlanacaktır.

B. ABD’de atıkların nihai depolanmasıyla ilgili son durum:

ABD’nin Nevada eyaletinde Las Vegas’ın 150 km kuzeyinde bulunan Yucca Dağı son depolama yerine konulacak atığın % 90’ı nükleer reaktörlerden gelecektir. Kullanılmış yakıtların konacağı son depolama yeri, 400 m derinlikte ve yeraltı suyu tablasından 300 m yukarıda yer alan 1 km uzunluğundaki tünellerden oluşmaktadır. Bu tünellere yerleştirilecek, suyun aşındırıcı etkisine dayanıklı yaklaşık 250 adet atık silindirin her biri yaklaşık 12 ton atık içermektedir. Son depolama yerinin yüz binlerce yıl boyunca geçireceği değişiklikler, bu olayları doğru bir şekilde modelleyebilecek bilgisayar programları ile analiz edilmektedir 2010 yılından itibaren atıkların tesise konulmaya başlanması planlanmaktadır. Bu projenin maliyetinin 27 milyar \$ olması beklenmektedir.

4.2.3. Nükleer Enerjinin Alternatif Kullanım Alanları

Nükleer reaktörler kullanılarak üretilen enerji elektrik üretimi haricinde de kullanılabilir. Örneğin nükleer enerji ile çalışan gemilerde türbin-jeneratör sistemi yerine doğrudan uskurun çevrilmesi ile kinetik enerji sağlanmaktadır. Benzer şekilde ısı enerjisi türbine gönderilmeden doğrudan sanayi uygulamalarında kullanılabilir. Bu uygulamalar içerisinde en dikkate değer uygulamalar hidrojen üretimi ve deniz suyunun tuzdan arındırılmasıdır. Bu tür proses ısıyı uygulamaları için çekilen ısı enerjisinin hangi sıcaklık değerinde sağlandığı önem kazanmaktadır. Ancak Bu uygulama alanlarının tamamının sağlanabilmesi için yeni nesil reaktör tasarımlarına ihtiyaç bulunmaktadır⁹⁷.

⁹⁷ Bölme, Gündüz ve Kılıç, a.g.m., s.2.

4.2.4. Dünya’da Nükleer Enerjinin Durumu

Dünya’da, 31 Ocak 2004 tarihi itibariyle toplam kurulu güç kapasitesi net 361.582 GW’e olan 440 adet nükleer güç santrali işletmede olup halen 31 adet nükleer güç santrali inşa halindedir. Dünyadaki nükleer güç santrallerinin toplam elektrik üretimi yaklaşık 2574 TW saati bulmaktadır. Dünya’da işletmede ve inşa halindeki nükleer güç santralleri sayıları ve kapasiteleri aşağıdaki tabloda yer almaktadır⁹⁸.

Çizelge 4.5:Dünya’da İşletme ve İnşa Halinde Nükleer Güç Santralleri

Ülke	İşletmede		İnşa Halinde	
	Ünite Sayısı	Toplam MW(e)	Ünite Sayısı	Toplam MW(e)
A.B.D.	104	98298	0	0
Almanya	18	20643	0	0
Arjantin	2	935	1	692
Belçika	7	5760	0	0
Brezilya	2	1901	0	0
Bulgaristan	4	2722	0	0
Çin	9	6587	2	2000
Çek Cumhuriyeti	6	3548	0	0
Ermenistan	1	376	0	0
Finlandiya	4	2656	0	0
Fransa	59	63363	0	0
G. Afrika	2	1800	0	0
G. Kore	19	15850	1	960
Hindistan	14	2550	8	3622
Hollanda	1	449	0	0
İngiltere	25	11952	0	0
İran	0	0	2	2111
İspanya	9	7584	0	0
İsveç	11	9451	0	0
İsviçre	5	3220	0	0
Japonya	54	45464	2	2371
Kanada	17	12113	0	0
K. Kore	0	0	1	1040
Litvanya	2	2370	0	0
Macaristan	4	1755	0	0
Meksika	2	1310	0	0
Pakistan	2	425	0	0
Romanya	1	655	1	655
Rusya Federasyonu	30	20793	3	2825
Slovak Cumhuriyeti	6	2442	0	0
Slovenya	1	656	0	0
Ukrayna	13	11207	4	3800
Tayvan	6	4884	2	2600
Toplam:	440	363719	27	22676

Kaynak: (www.worldnuclear.org/nucnet)

⁹⁸ İhsan Kılıç, “Dünyadaki Nükleer Güç Santrallerinin Genel Durumu”, (http://www.taek.gov.tr/taek/td/html/ngs_gd.html), ss.1 – 3.

Dünya'da belli başlı nükleer santral kullanan ülkelerdeki son gelişmeler aşağıda yer almaktadır;

Almanya: Yeşil Partinin hükümette yer alması ile birlikte nükleer santrallerin kapatılması kararı çıkarılmıştır. Kapatılmalar nedeniyle oluşacak maliyetin karşılanması problemleri yüzünden, Alman parlamentosunda, nükleer gücün devre dışı bırakılması konusundaki yasal faaliyetlere, 26 Ocak 1999'dan itibaren ara verilmiştir⁹⁹. Almanya'da İnşasına 01.12.1967 tarihinde başlanan ve şebekeye 29.01.1972 tarihinde bağlanan 640 MW(e) net güçteki PWR tipi Stade (KKS) nükleer güç santrali 14.11.2003 tarihinde kapatılmıştır¹⁰⁰.

Finlandiya: Yapılan çalışmalar yatırım maliyetinin gaz santrallerinin üç katı olmasına rağmen yakıt maliyetinin ucuzluğu sayesinde %64'ün üzerinde bir kapasite faktörü ile çalışması durumunda nükleer santralin en ucuz üretim biçimi olduğunu göstermiştir. 2002'deki oylamada Finlandiya halkı, aynı yıl Parlamentonun onayladığı ve yeni bir nükleer santral kurulmasını öngören kararı, %55 oranında desteklemiştir. 2003 yılı Aralık ayında Fransız Areva ve Alman Siemens şirketi ile EPR tipi bir reaktörün yapılması için anlaşma imzalanmıştır. Santralin inşasına 2005 yılında başlanması ve 2009 yılında elektrik üretimine geçmesi planlanmıştır.

İsveç: 1980 yılında İsveç parlamentosu, 12 reaktörün 1995'ten itibaren 2010 yılına kadar kapatılmasını ve yenisinin kurulmamasını kararlaştırdı (1980). 1995'de enerji komisyonu bunu ekonomik ve çevresel olarak mümkün olmadığını açıkladı. Aralık 2003'te yapılan bir ankette kapatılmasını isteyenlerin oranı %14'e kadar düşmüştü.

Fransa: Doğal kaynakları son derece kısıtlı olan Fransa'da EDF'ye ait nükleer santraller rekabet gücünün temelini oluşturmaktadır. Ülke elektrik enerjisi ihtiyacının %78'inin nükleer enerjiden karşılamakta, fazlasını ise İtalya, İsviçre ve Almanya'ya satarak, ekonomisine gelir sağlamaktadır.

ABD : Three Mile Island kazasının yaşandığı 1979 yılından beri nükleer enerji pek popüler olmasa da Amerika'da nükleer elektriğin payı, artan verimlilik nedeniyle 30 yılda %6'dan %23'e çıkmıştır. Yeni reaktör yapılmamakta ancak ömrü dolan reaktörlerin daha uzun süre çalışabilmeleri sağlanarak ihtiyaç giderilmektedir.

Japonya : Birincil enerji kaynakları bakımından fakir oluşu, Japonya'nın doğrudan nükleer enerji kullanımını gerektirmiştir. Elektrik enerjisi ihtiyacının %34,5'ini nükleer enerjiden karşılamaktadır. Gelişmiş reaktörler kurmaya başlamıştır. İleri basınçlı su reaktörü tipinde 12 reaktörün kurulması planlanmıştır¹⁰¹. Japonya'da İnşasına 01.04.1972 tarihinde başlanan ve şebekeye 29.07.1978 tarihinde bağlanan 148 MW(e) net güçteki HWLWR tipi Fugen ATR nükleer güç santrali 29.03.2003 tarihinde kapatılmıştır¹⁰².

⁹⁹ Bölme, Gündüz ve Kılıç, a.g.m., s. 9.

¹⁰⁰ Kılıç, a.g.m., s. 1.

¹⁰¹ Bölme, Gündüz ve Kılıç, a.g.m., s. 9.

¹⁰² Kılıç, a.g.m., s. 1.

Çin : Dünyada en aktif nükleer enerji programına sahip ülkelerden biridir. Basınçlı su reaktörü, VVER ve CANDU teknolojilerini kullanan reaktörler kurmakta ve işletmektedir. Öte yandan yenilikçi sistemler üzerine araştırmalar gerçekleştirmektedir. Çin Halk Cumhuriyeti Devlet Konseyi 11.8.2003 tarihinde ikisi Zhejiang ve ikisi de Guangdong'da olmak üzere her biri 1000 MWe gücünde 4 yeni nükleer reaktörün kurulmasına karar verildiğini açıklamıştır.

G. Kore : Nükleer teknoloji geçmişi çok yeni olmasına rağmen iyi planlama ve doğru strateji ile kısa sürede teknoloji ihraç edebilecek hale gelmiştir. Aktif bir nükleer enerji programı uygulamaktadır.

İngiltere : İngiltere'de İnşalarına 1953 ve 1955 yıllarında başlanan ve şebekeye sırasıyla 1956, 1957, 1958 ve 1959 yıllarında bağlanan her biri 50 MW(e) net güçteki GCR tipi Calder Hall A, B, C ve D üniteleri 31.03.2003 tarihinde kapatılmıştır¹⁰³.

Çizelge 4.6: 2003 yılında şebekeye bağlanan 2 adet nükleer güç santrali aşağıda verilmektedir

Ülke	Tesis Adı	Gücü	Tipi	Şebekeye Bağlanma Tarihi
Çin Halk Cumhuriyeti	Qinshan 3-2	665 MW(e)	PHWR	12.06.2003
Güney Kore	Ulchin-5	960 MW(e)	PWR	18.12.2003

Kaynak: International Atomic Energy Agency Power Reactor Information System (<http://www.iaea.or.at/programmes/a2/>)

Çizelge 4.7: 2003 yılında inşasına başlanan 1 adet nükleer güç santrali aşağıda verilmektedir

Ülke	Tesis Adı	Gücü	Tipi	İnşaata Başlama Tarihi
Hindistan	Rajasthan-6	202 MW(e)	PHWR	20.01.2003

Kaynak: International Atomic Energy Agency Power Reactor Information System (<http://www.iaea.or.at/programmes/a2/>)

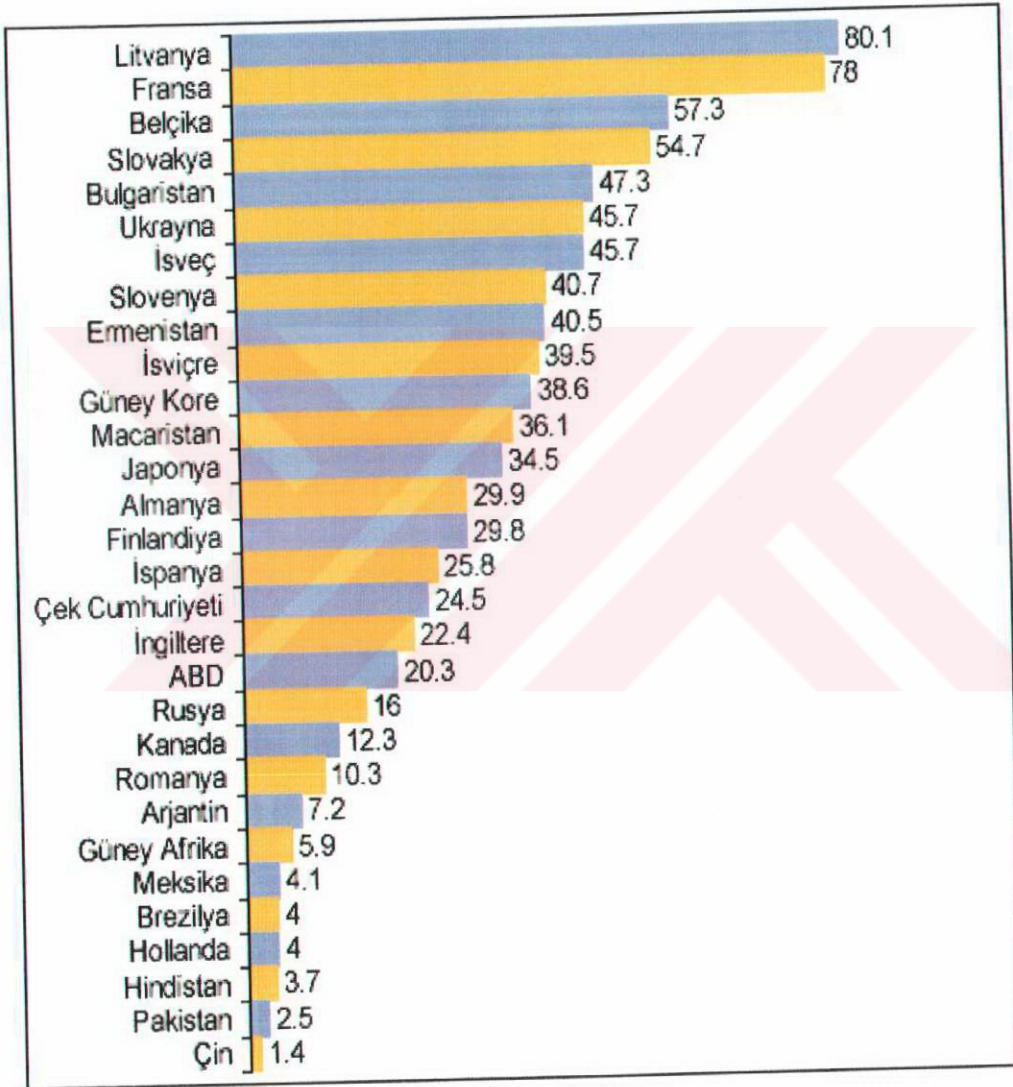
Çizelge 4.8: 2004 yılında şebekeye bağlanan 2 adet nükleer güç santrali aşağıda verilmektedir

Ülke	Tesis Adı	Gücü	Tipi	Şebekeye Bağlanma Tarihi
Çin Halk Cumhuriyeti	Qinshan 2-2	610 MW(e)	PWR	01.03.2004
Japonya	Hamaoka-5	1325 MW(e)	ABWR	30.04.2004

Kaynak: International Atomic Energy Agency Power Reactor Information System (<http://www.iaea.or.at/programmes/a2/>)

¹⁰³ Kılıç, a.g.m.,s.1.

Grafik 4.1: Nükleer enerji kullanan ülkelerde elektrik üretiminde nükleer enerjinin payı (2002)



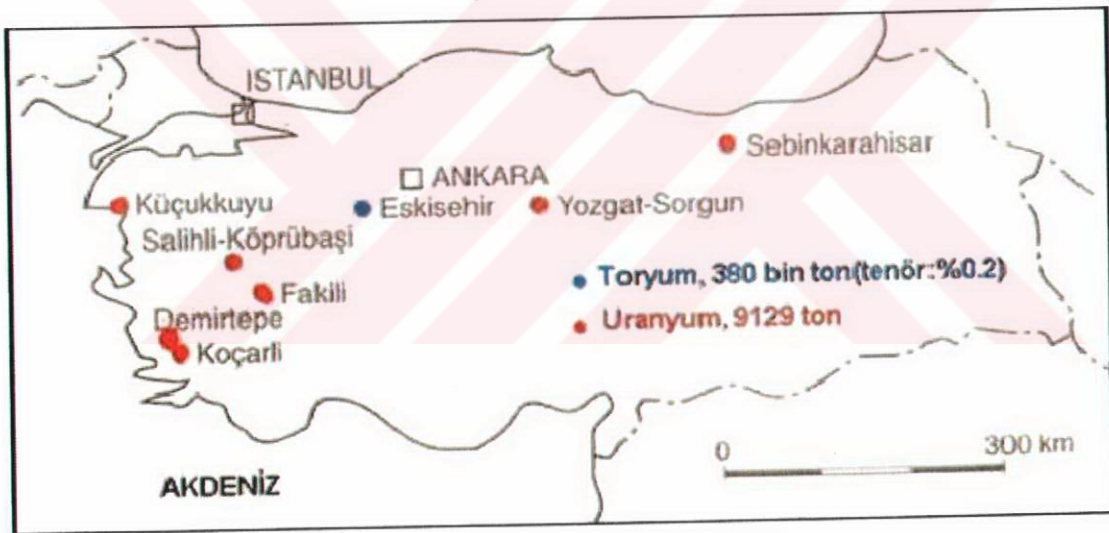
Kaynak: International Atomic Energy Agency Power Reactor Information System
(<http://www.iaea.or.at/programmes/a2/>)

4.2.5. Türkiye’de Nükleer Enerji

Ülkemizin mevcut uranyum kaynakları ancak 1 ya da 2 nükleer reaktörü destekleyebilecek durumdadır ve henüz ekonomik değildir. Ülkemizde Uranyum bulunan yerler ve rezerv miktarı şu şekildedir:

- Köprübaşı : % 0.04-0.05 U3O8 ortalama tenörlü, 2852 ton
- Fakılı : % 0.05 U3O8 ortalama tenörlü, 490 ton
- Küçükçavdar : % 0.05 U3O8 ortalama tenörlü, 208 ton
- Demirtepe : % 0.08 U3O8 ortalama tenörlü, 1729 ton
- Sorgun : % 0.1 U3O8 ortalama tenörlü, 3850 ton

Harita 4.1: Türkiye’de Nükleer Hammaddelerin Bulunduğu Yerler



Kaynak: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK)
(http://www.taek.gov.tr/taek/td/pdf/rapor_nukleer_enerji_genel.pdf)

Toryum kendisi nükleer yakıt olmamakla beraber özel tasarımı bir nükleer reaktör içerisinde fisil uranyum veya plütonyum ile birlikte kullanıldığında nükleer yakıtı dönüşebilen bir maddedir. Bazı çalışmalar olmakla beraber dünyada henüz ciddi anlamda toryum kullanan bir reaktör teknolojisi mevcut değildir. Ancak bu santrallerin prototipleri İngiltere, Almanya ve ABD’nde uzun zamandır denenmektedir. Toryum kaynaklarımız zengin görülmekle birlikte tenörünün çok düşük bulunması ve toryumun ekonomik değerinin düşük olması nedeniyle fizibilitesinin iyi değerlendirilmesi gerekmektedir.

Toryum rezervimiz Eskişehir-Sivrihisar- Kızılcaören yöresinde ortalama % 0.2 tenörlü 380 000 tondur¹⁰⁴. Söz konusu yatağın tamamında yapılacak sondajlı çalışmalarla bu rakamın, iki katına çıkması olasıdır. Ancak cevherin zenginleştirilmesiyle ilgili teknolojik sorunlar henüz tam olarak çözülmüş değildir. Diğer taraftan, Malatya-Hekimhan-Kuluncak'taki benzer nitelikli toryum zuhuru da gerekli çalışmaların yapılması durumunda, söz konusu rezerve katkı yapabilecek durumdadır¹⁰⁵.

Ekonomikliği bugün için sorgulansa bile uranyum ve toryum yerli kaynaklarımızın varlığı gelecekte nükleer enerji kullanımında ülkemiz için bir güvencedir. Ancak, nükleer enerjide yakıt maliyetinin toplam üretim maliyeti içindeki yerinin çok az (%10-12) olduğu ve dünyadaki uranyum stoklarının ve rezervin fazlalığı nedeniyle görüntür gelecekte yakıt maliyetinde fazla bir değişimin beklenmediği gerçeği de göz ardı edilmemelidir. Ayrıca, nükleer santrallerin bir özelliği de taze yakıtın kolayca depolanabilmesidir. Böylelikle uzun süre yakıt üreticilerine bağlı kalmadan enerji üretimi mümkündür.

Ülkemizde nükleer enerji alanında TAEK, 2690 sayılı kuruluş kanununa göre; barışçıl amaçlarla Türkiye'de atom enerjisinin kalkınma planlarına uygun olarak ülke yararına kullanılmasını sağlamak, temel ilke ve politikaları belirleyip önermek, bu konuda bilimsel, teknik ve idari çalışmaları yapmak, düzenlemek, desteklemek, koordine etmek ve denetlemekten sorumludur. Bu çerçevede; nükleer tesislerin yer seçimi, inşaat, işletme ve çevre güvenliği ile ilgili her türlü onay, izin ve lisansı vermek; gerekli inceleme ve denetimi yapmak; izin ve lisansa uyulmayan hallerde işletme yetkilerini sınırlamak; verilen izin veya lisansı geçici veya sürekli olarak iptal etmek ve bu tesislerin kapatılması için Başbakan'a öneride bulunmak TAEK'in yetkisindedir¹⁰⁶.

4.2.6. Nükleer Enerjinin Getireceği Avantajlar ve Dezavantajlar

Nükleer enerjinin kullanılması halinde ülkemize getireceği bazı avantajlar şöyle sıralanabilir:

- Uzun yıllar kullanılacak yakıtın kolaylıkla depolanabilmesi ve yakıtın çok çeşitli kaynaklardan temin edilebilmesi sayesinde dışa bağımlılığımızı azaltarak enerji güvenliğine katkıda bulunabilir.
- Nükleer enerji santralleri çevre koşullarına bağlı kalmaksızın güvenilir baz-yük enerji sağlayabilir.

¹⁰⁴ Bölme, Gündüz ve Kılıç, a.g.m., ss. 13 - 14.

¹⁰⁵ Devlet Planlama Teşkilatı (DPT), *Nükleer Enerji Hammaddeleri: Uranyum – Toryum*, Ankara, (<http://ekutup.dpt.gov.tr/madencil/oik487.pdf>), 1996, s. 26.

¹⁰⁶ Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK), *Sorular: Nükleer Enerji ile İlgili Sorular ve Cevaplar*, Ankara, 2003, (<http://www.taek.gov.tr/taek/td/html/sorular.html>).

• Çalışmaları sırasında yoğun CO2 ve diğer sera gazları yayan fosil yakıtlı santraller yerine nükleer santraller inşa edilmesi durumunda enerji üretimi nedeniyle çevreye verilen zarar en düşük düzeyde tutulabilir.

• Nükleer teknolojinin doğru bir teknoloji transferi politikası ile bir program dahilinde ülkeye kazandırılması ile ilgili pek çok sektörde kalite ve güvenlik kültürünün gelişmesi sağlanabilir.

Ancak bu avantajların yanında nükleer enerjini konusunda;

- Kullanımında güvenliğin çok önemli bir faktör olduğu ve kurulacak reaktörlerde bu duruma azami olarak dikkat edilmesi gerektiği,

- Nükleer yakıt kaynağı uranyumun dünya üzerinde yaygın ve bol olmasına rağmen ülkemizde tam ölçümler yapılmamakla birlikte görünür kaynakların yetersizliği sonucu nükleer enerjiye geçildiğinde, kaynak açısından dışa bağımlılığın süreceği,

- Nükleer reaktörlerin atıklarının bertaraf edilmesi uygulamasına henüz hiçbir ülkede geçilememiştir. Dünyadaki tüm reaktörlerden çıkan atıklar günümüzde bekletilmektedir. Bu durum da hem çevre açısından hem de maliyet açısından ek yükler doğurmaktadır.

4.3. Kojenerasyon

Kojenerasyon kısaca, enerjinin hem elektrik hem de ısı biçimlerinde aynı sistemden beraberce üretilmesi veya tüm ısı makinalarının çevreye vermek zorunda oldukları atık ısıdan yararlanmak olarak tarif edilir. Bu birliktelik, iki enerji biçiminde tek tek kendi başlarına ayrı yerlerde üretilmesinden daha ekonomik sonuçlar vermektedir. Basit çevrimde çalışan, yani sadece elektrik üreten bir gaz türbini ya da motoru kullandığı enerjinin % 30-40 kadarını elektriğe çevirebilir. Bu sistemin kojenerasyon şeklinde kullanılması halinde sistemden dışarıya atılacak olan ısı enerjisinin büyük bir bölümü de kullanılabilir enerjiye dönüştürülerek toplam enerji girişinin % 70-90 arasında değerlendirilmesi sağlanabilir. Bu tekniğe 'bileşik ısı-güç sistemleri' (CHP) ya da kısaca 'kojenerasyon' denilmektedir.¹⁰⁷

Kojenerasyon Sistemlerinin Kurulabildiği Yerler ;

- Endüstriyel Tesisler
- Katı ve Sıvı Atık Arıtma Tesisleri
- Oteller
- Hastaneler
- Alışveriş Merkezleri
- Kampüsler, Rekreasyon Alanları

¹⁰⁷ Özkan Ağış, "Kojenerasyon Sistemleri ve Türkiye'de Otoproduktörlüğün Geleceği", (<http://www.kojenerasyon.com/>), s. 1.

- Toplu Yerleşim Birimleri
- Seralar

Kojenerasyon Sistemlerinin Kullanabildiği Yakıtlar¹⁰⁸;

- Doğal Gaz
- LPG
- Fuel Oil
- Nafta
- Motorin
- Orumlsiyon
- Biyolojik Gazlar

4.3.1. Türkiye'de Kojenerasyon

Türkiye'de Kojenerasyon sistemleri, Otoprodüktörlük kararnameşi çıkmadan önce 1970'lerde kullanılmaya başlanmıştır. Pekçok kağıt fabrikası, şeker fabrikaları ve bazı Rafineri ve Gübre fabrikaları kendi üretim prosesleri için gerekli elektrik ve ısıyı kojenerasyon sistemlerinden 30 yıldan beri üretmekteydiler. Ancak kojenerasyonun bilinçli ve planlı bir şekilde uygulama alanına konulması, 1984 yılında çıkartılan 3096 sayılı yasanın özel sektöre verdiği elektrik tesislerini kurma ve işletme yetkisi ile başlamıştır. Bu yasadan yaklaşık bir yıl sonra çıkartılan 85/9799 sayılı kararname ile Türkiye'de "Otoprodüktörlük" yasal alt yapısı oluşturulmuştur¹⁰⁹.

1994 yılına gelindiğinde 6 kojenerasyon ünitesi kuruluş aşamasında 4 adedi de işletmedeydi. İnşa edilenlerle birlikte yaklaşık 45 MW'lık toplam kojenerasyon kurulu gücü vardı. 10 yıl içinde bu güç 100 misli artarak 4450 MW'a ulaşmıştır. Artış hızı ilk 5 yılda ortalama %100 son 5 yılda %40 olmuştur. 2003 yılı sonu itibariyle toplam kapasitesi 4540 MW olan 196 kojenerasyon ünitesi 23 milyar kWh elektrik üreterek, Türkiye'nin toplam elektrik ihtiyacının %16,33'ünü karşılamışlardır. Avrupa Birliği ülkelerinin Kyoto Protokolü yükümlülüklerini yerine getirmek üzere 2010 yılına kadar taahhüt ettikleri %18'lik kojenerasyon üretim seviyesine, Türkiye 2005 yılında ulaşmış olacaktır.

1985 yılında çıkarılan 9799 sayılı kararnameye göre kurulan otoprodüktör ve otoprodüktör gruplarının ürettikleri elektriğin tüketim fazlasını TEDAŞ alıyor, böylece ülkemiz milyonlarca TEP (ton eşdeğeri petrol) enerji tasarrufu elde ediyor ve yatırımcısı da da para kazandırıyor. Ancak 2001 yılından itibaren, büyük özel sektör santrallerinin kurulup işletmeye açılmasıyla beliren üretim kapasitesi bolluğu, TEDAŞ'ın otoprodüktör grupları elektriğine olan talebini azalttı. TEDAŞ satış fiyatının önce %85'i sonra %100'ü üzerinden hesaplanan bir fiyatla elektrik alırken, %40'lık indirimle 45.000 TL/kWh'e indirdi. Bu fiyat, o günkü yakıt fiyatını bile karşılamıyordu. Bu nedenle otoprodüktörler kendi fabrikalarının ihtiyacı olan elektriği üretmekle yetindiler. Bu durum

¹⁰⁸ Gökmen Topuz, "Çeşitli Kojenerasyon Uygulamaları ve Ülkemize Sağladığı Yararları", (<http://www.kojenerasyon.com/>), ss. 5 - 6.

¹⁰⁹ Ağış, a.g.m., s. 2.

otoprodüktörlerin üretimi frenlemesine neden oldu. Şimdi üretici gruplar EPDK'nin ve Enerji Bakanlığının piyasada yeni düzenlemelerini beklemekteler¹¹⁰.

4.3.2. Kojenerasyon Teknolojisinin Sağladığı Avantajlar

- 1 Yüksek birincil enerji kullanım verimliliğinin sağladığı yerel veya ithal enerji kaynaklarının tasarrufu
2. Enerji çevriminin tüketim yerinde gerçekleştirilmesi sonucunda elektrik enerjisi iletim ve dağıtım kayıplarının yok edilmesi
3. Merkezi santrallara göre daha kısa inşaat ve devreye alma sürelerinin sağladığı hızlı elektrik enerjisi arz satışı
4. Üretilen yararlı ısı güç birimi başına çevreye atılan katı, sıvı ve gaz madde miktarının, yalnız elektrik üreten merkezi enerji santrali veya yalnız buhar üreten bir endüstri kazanına göre daha az olması
5. Sanayi tarafından tüketilen elektrik enerjisinin az sayıda merkezi santral yerine, dağılmış bir şekilde endüstriyel tüketim yerlerinde üretilmesinin ulusal güvenliğe sağlayacağı katkı
6. Çok çeşitli yakıt kullanılabilmesi
7. Şebeke ile paralel çalışabildiklerinden, ihtiyaç fazlası ya da eksiği elektrik enerjisinin şebekeye satılabilmesi ya da şebekeden alınabilmesi
8. Enerjinin her zaman yedeklenebilmesi
9. İşletmenin azalan toplam enerji giderleri, nihai ürün kalitesini düşürmeden maliyetini azaltacak, şirketin rekabet gücü artacaktır.
10. İşletmenin enerji temin güvencesi olacak, üretim kesintilerinin yol açtığı zararlar ortadan kalkacaktır.

¹¹⁰ Özkan Ağış, "Kojenerasyonun Geleceği Parlak", *Enerji ve Kojenerasyon Dünyası*, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Nisan 2004 , ss. 46 – 48.

Beşinci Bölüm SONUÇ VE ÖNERİLER

5.1.Sonuçlar ve Öneriler

Üretim sürecinin gerçekleştirilmesi ve yaşamın çağdaş koşullarda sürdürülmesi enerjiye bağlıdır. Tüm sektörlerin doğrudan ve dolaylı enerji talepleri olup, bu taleplerin aksamadan karşılanması önemlidir. Bu bölümde, önceki konularda ortaya çıkan sonuçlar kısaca ele alınarak bazı önerilerde bulunulmaya çalışılacaktır.

1. İçinde bulunduğumuz dönemde dünya enerji talebinin karşılanması açısından rezervlere ve potansiyellere dayalı kaynak yetersizliği sorunu olmayıp, arz kaynakları yeterli düzeydedir. Dünya ekonomisinde globalleşmenin bir sonucu olarak, enerjide arama, üretim ve kaynak geliştirme çalışmaları üzerinde uluslararası yatırım ve teknoloji transferi ile enerji ticaretinde büyüme görülmektedir. Dünya enerji piyasaları, hükümetlerin müdahalelerinden piyasa dinamiklerine kaymaktadır. Bunlar olumlu gelişmeler olmakla birlikte, Türkiye'nin bu ortamı iyi değerlendirebildiği söylenemez.

2. Son 20 yıl içinde sürdürülebilir kalkınma kavramı önem kazanmıştır. Sürdürülebilir kalkınma, çevre ile uyumlu biçimde, kaynakların yüksek verimlilikle değerlendirilmesini gerektirmektedir. Dünyanın 2050 yılına kadar gelecekteki enerji tüketimine yönelik senaryolar, büyüme hızına ve enerji-çevre etkileşimine göre düzenlenmektedir. Buna göre 2020 yılına kadar olan süreçte kömür, petrol ve doğal gaz tüketiminde artış sürecek, dünyanın enerji tüketiminin çoğu yine bu kaynaklardan karşılanacaktır. Hidrolik enerji kaynaklarının daha etkin kullanılması beklenmektedir. Ancak, yeni ve yenilenebilir kaynakların geliştirilerek fosil yakıtların yerini almaları, daha uzun yıllar kapsayacak görülmektedir.

3. Türkiye'de 1970-1997 yılları arasında birincil enerji üretimi 1.9, tüketimi 3.8 kat artış göstermiştir. 1970 yılında üretimin tüketimi karşılama oranı % 75 iken, artış hızı bakımından tüketimin üretimi ikiye katlaması nedeni ile bu oran % 38'e düşmüştür. 2001 yılına gelindiğinde birincil enerji talebinin % 34'i yerli üretimle karşılanmıştır. Bilinen doğal rezervleri ile Türkiye, sıvı ve gaz hidrokarbon yatakları bakımından fakir bir ülke görünümündedir. Ülke enerji ihtiyacının yaklaşık yarısını karşılayan petrolün % 90'ı ithal olunmaktadır. Giderek artan doğal gaz talebinin tamamının ithalatla karşılanması programlanmıştır. Güvenli arz kaynakları sağlanmaya çalışılmakta ise de, doğal gaz dışalımının geleceği henüz tam çözümlenememiştir.

4. Türkiye’de elektrik enerjisi tüketimi 1970-1997 döneminde yıllık ortalama % 9.9 artış göstermiştir. 1997 yılında artış % 12.4 olmuştur. 2001 yılında ise artış %17 seviyesine yükselmiştir. 1980-1994 döneminde elektrik üretim yatırımlarının düşüş göstermesi, 1996 yılında Türkiye’yi yeni bir elektrik darboğazının eşiğine getirmiştir. 1990 yılında elektrik ihraç eder duruma geçen Türkiye, yeniden elektrik ithal eder duruma gelmiştir. Türkiye’nin içinde bulunduğu elektrik darboğazı, puant güç ve güvenilir enerji üretim düzeylerinden kaynaklanmaktadır. Puant güç sağlama olanağı, toplam kurulu güce bağlıdır. Kamu sektörünün elektrik üretimine gereken ölçüde yatırım yapamadığı ve artık yapmasının da olanaksızlaştığı bir dönemde, liberalleşme ve özelleştirme akımlarına karşın, yerli ve yabancı özel sermayenin elektrik üretim yatırımlarına yeterince çekilememesi, Türkiye’de kurulu gücün gerektiği gibi artırılmamasının temel nedenidir. Ancak 2002 yılının sonlarına doğru başlayan çalışmalar sonucu Türkiye’de Elektrik Piyasası Kanunu reform çalışmaları sonucu, piyasanın serbestleştirilmesi kapsamında 3 Eylül 2002 tarihinden itibaren lisansların verilmesine başlanmıştır. Yasanın yürürlüğe girişinden sonra kabul edilmişin 2. yılı olan 3 Mart 2003, Serbest Tüketici Günü olarak ilan edilmiştir. Bu tarihten itibaren, yasada belirtilen serbest tüketici tanımına uyan tüketiciler tedarikçilerini serbest piyasa koşullarında seçmektedir. 2004 yılı son çeyreğinde Mali Dengeleme ve Uzlaştırma süreci başlamıştır.

5. Türkiye, en çok kullanılan fosil enerji kaynaklarından kömür, petrol ve doğal gaz rezervlerine sahip olmakla birlikte, linyit dışında bu rezervlerin büyüklükleri sınırlı olup, üretimde ihtiyacı yanıtlamaktan uzaktır. Uzun dönem için linyit yatakları da yeterli sayılamaz. Yeni aramalarla taşkömürü, linyit, petrol, doğal gaz ve uranyum yataklarının geliştirilmesi gerekir. Söz konusu fosil yakıt rezervlerinin geliştirilebileceği umutlu alanlar vardır. Bu kapsamda 2003 yılında halen devam eden Karadeniz’deki arama çalışmaları sonuçları merakla ve umutla beklenmektedir.

6. Türkiye’de yenilenebilir kaynaklar olan hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve biyokütle enerji gibi kaynakların potansiyelleri görkemlidir. Söz konusu kaynaklardan, bugün en çok klasik biyokütle enerji ve hidrolik enerji kullanılmaktadır. Halen ekonomik hidrolik potansiyelin % 35’u değerlendirilmiş olup, inşa halindeki tüm hidroelektrik santrallerin devreye girmesi ile bu değer % 45’i bulacaktır. Jeotermal enerji üçüncü sırada yer almakla birlikte, potansiyeline göre kullanımı sınırlıdır. Güneş enerjisinin kullanımı sembolik düzeyde iken, rüzgar enerjisinin kullanımı yeni başlamakta, deniz dalga enerjisi ve modern biyokütle enerji üzerinde hiç durulmamaktadır.

7. Türkiye enerji tüketimini yalnızca fosil yakıtlara dayalı olarak sürdürmez. Aşırı fosil yakıt kullanımının getireceği çevre sorunları düşünülmelidir. Olumsuz çevre etkilerinin bir maliyeti olup, gayri safi yurtiçi hasılanın azalmasına neden olmaktadır. Bu nedenle Türkiye yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları ile nükleer enerjiye yönelmek zorundadır. Türkiye’de öncelikle değerlendirilmesi gereken yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları; jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, biyokütle enerjidir. Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yeni teknolojilerle kullanıma sokulması, Türkiye’de yeni iş sahaları

açacak, işsizliğe bir çözüm getirecek, milli geliri artıracaktır. Ayrıca, yeni ve yenilenebilir kaynaklara diğer önemli alternatif nükleer enerjidir. İleri yönelik düşünüldüğünde de teknolojileri sürekli gelişen hidrojen enerjisi gelmektedir.

8. Jeotermal merkezi ısıtmaya uygun olabilecek pek çok yöre bilinmektedir. Jeotermal merkezi ısıtma doğal gazla ısıtmadan ucuzdur. Olanaklı yerlerde hızla yaygınlaştırılması gerekir. Jeotermal elektrik üretimine uygun görülen, ancak bekletilen kaynaklar vardır. Bu santrallerin kurulmasına başlanmalıdır. Jeotermal alanların aranmasından, kuyuların açılmasına ve kaynağın kullanımına dek tüm aşamalarda yerli ve yabancı özel sermayeden olabildiğince yararlanılmalıdır.

9. Türkiye, güneş kuşağında bulunan bir ülkedir ve gelişen güneş enerjisi teknolojisine paralel biçimde, güneş enerjisi kullanımı geliştirilmelidir. Güneşli su ısıtıcılara dayalı güneş kolektörleri sanayi ülkemizde teknolojik olgunluğa erişmiş olup, yurtdışına ihracat yapar duruma gelmiştir. Güneşli su ısıtıcıların tüm ülkede yaygın biçimde kullanılması, güneş kolektörleri iç piyasasının gelişmesi için, hem tüketicinin ve hem de sanayicinin teşvikine yönelik önlemler alınmalıdır. Ayrıca, yapıların pasif ve/veya aktif yöntemlerle güneşle ısıtılması uygulamaları özendirilerek başlatılmalıdır. Güneşten elektrik üretimi de ülkemiz için önemli bir konudur. Bunun için güneş pillerinden ve güneş termik elektrik santrallerinden yararlanılabilir. Özellikle, teknolojisi gelişen güneş-doğal gaz hibrid termik santral uygulaması üzerinde durulmalıdır. Türkiye pilot uygulamalarla bu teknolojileri kazanmaya girişmelidir.

10. Son yıllarda dünya genelinde hızlı atılım görülen bir uygulama rüzgar santralleri olmuştur. Geçmişteki rüzgar türbinleri, rüzgar enerjisi çevrim sistemleri olarak yeni teknoloji ile geliştirilmişlerdir. Bugün rüzgar santralleri, çok sayıda türbin içeren rüzgar çiftlikleri olarak kurulmaktadır. 1990-1997 döneminde dünya rüzgar kurulu gücü üç katı aşkın artış göstermiştir. Türkiye’de de rüzgar santralı kurulması için yapılan 30’a yakın başvuru vardır. Ege kıyılarından başlayan bu uygulamanın, rüzgardan kesintisiz enerji sağlanması için doğuya doğru tüm ülkeye yayılması gerekir. Bugünkü elektrik üretim düzeyimizi aşkın, rüzgar enerjisi teknik potansiyelimiz olduğu hesaplanmaktadır. Bu potansiyel değerlendirilmelidir. Yapılması gereken, sağlıklı bir planlama ve tutarlı politikalarla konunun teşvik edilmesidir.

11. Biyokütle enerji Türkiye’de klasik yöntemle dayanılarak, daha çok ticari olmayan yakıt biçiminde kullanılmakta ve yerli enerji üretiminin dörtte birini karşılamaktadır. Modern biyokütle teknikler kapsamında, enerji ormancılığı ve enerji bitkileri tarımından yararlanılması gerekmektedir. Türkiye’nin bu konuda yeterli potansiyeli vardır. Gelişmiş ülkeler konuyu tutarlı biçimde ele almışlarken, Türkiye’de modern biyokütle kullanımı için yapılan hiçbir çalışma yoktur. Oysa, dünya genelinde 2020 yılında modern biyokütle ile üretilecek enerjinin, jeotermal enerjinin 6.4 katı, rüzgar enerjisinin 2.6-3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olması beklenmektedir. Modern biyokütle için enerji bitkileri

tarımı, enerji planlaması ve tarımsal üretim planlaması kapsamında birlikte ele alınmalıdır. Biyokütle enerji kapsamında, çöp termik santralleri da yaygınlaştırılmalıdır.

12. Türkiye coğrafi konumu nedeni ile petrol ve doğal gaz rezervleri zengin üretici ülkelerle, enerji tüketimi yoğun endüstriyel ülkeler arasında ve Asya-Avrupa yolu üzerinde bulunmaktadır. Tarihteki ipek yolu gibi, bugün için enerji yolu Türkiye üzerinden geçebilir. Türkiye'nin Asya-Avrupa arasında enerji köprüsü ve enerji terminali durumuna getirilmesi, Türkiye'ye çıkar sağlayacak bir gelişmedir. Bu nedenle uluslararası petrol boru hatları ve Türkiye, uluslararası doğal gaz boru hatları ve Türkiye konuları, enerji ve ekonomi politikası ile dış politika açısından çok iyi değerlendirilmesi gereken konulardır. Söz konusu bağlantıların oluşması bir ulusal politika olarak benimsenmiş olup, gerçekleşmesi için yoğun çaba gösterilmelidir. Petrol ve doğal gaz boru hatlarının yanısıra, elektrikte komşu ülkeler üzerinden yapılacak bağlantılarla Avrupa, Orta Doğu ve Kafkasya entegrasyonu gerçekleştirilmelidir.

13. Türkiye'de yeni üretim teknolojileri, yeraltında enerji depolama teknikleri kullanıma sokulmalı, enerjide ileri yerli teknoloji oluşturmaya yönelik Ar-Ge (araştırma-geliştirme) çalışmaları desteklenmelidir. Ülkemizde düşük kaliteli linyitlerin elektrik üretiminde verimli kullanılması ve çevre kirliliğinin azaltılması için, akışkan yatakta yakma teknolojilerinden yararlanılmalıdır. şimdilik bir santral için başlayan bu uygulamanın yaygınlaştırılması gerekir. Özellikle, linyit rezerv hesaplamalarında ayrı gösterilen Afşin-Elbistan linyitlerinin değerlendirilmesi açısından akışkan yatak teknolojisi önemli olmakla birlikte, bu yola gidilmemiştir. Isı ve elektriğin birlikte üretimini sağlayan, birincil enerji girdisini verimli olarak değerlendiren, kombine çevrim teknolojilerinden yararlanılmalıdır. Sanayide otoproduktör ünitelerle bağımsız elektrik üretimi biçiminde başlayan kojenerasyon uygulamalarının teşvik edilerek geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması gerekir. Geliştirilmiş bulunan yeraltında ısıl enerji depolama ve yeraltında doğal gaz depolama tekniklerinden yararlanma olanakları araştırılmalıdır. Türkiye'de kojenerasyonun bilinçli ve planlı bir şekilde uygulama alanına konulması, 1984 yılında çıkartılan 3096 sayılı yasanın özel sektöre verdiği elektrik tesislerini kurma ve işletme yetkisi ile başlamıştır. Bu yasadaki yaklaşık bir yıl sonra çıkartılan kararname ile Türkiye'de "Otoproduktörlük" yasal alt yapısı oluşturulmuştur. 1994 yılına gelindiğinde 6 kojenerasyon ünitesi kuruluş aşamasında 4 adedinde işletmedeydi. İnşa edilenlerle birlikte yaklaşık 45 MW'lık toplam kojenerasyon kurulu gücü vardı. 10 yıl içinde bu güç 100 misli artarak 4450 MW'a ulaşmıştır. Artış hızı ilk 5 yılda ortalama %100 son 5 yılda %40 olmuştur. 2003 yılı sonu itibariyle toplam kapasitesi 4540 MW olan 196 kojenerasyon ünitesi 23 milyar kWh elektrik üreterek, Türkiye'nin toplam elektrik ihtiyacının %16,33'ünü karşılamışlardır. Avrupa Birliği ülkelerinin Kyoto Protokolü yükümlülüklerini yerine getirmek üzere 2010 yılına kadar taahhüt ettikleri %18'lik kojenerasyon üretim seviyesine, Türkiye 2005 yılında ulaşmış olacaktır. Ancak bu piyasada da bazı sorunlar vardır. Bunların çözümleri için üretici gruplar EPDK'nin ve Enerji Bakanlığının piyasada yeni düzenlemelerini beklemekteler.

14. Dünya’da, 31 Ocak 2004 tarihi itibariyle toplam kurulu güç kapasitesi net 361.582 GW’e olan 440 adet nükleer güç santrali işletmede olup halen 31 adet nükleer güç santrali inşa halindedir. Dünyadaki nükleer güç santrallerinin toplam elektrik üretimi yaklaşık 2574 TW saati bulmaktadır. Dünya’da son yıllarda özellikle gelişmiş Avrupa ülkelerinde önemini kaybetmesine rağmen nükleer enerji kullanımı önemli bir paya sahiptir. Ülkemizde ise yıllardır gündemde olmasına rağmen bu konuda bir girişimde bulunulamamıştır. Ancak 2004 yılından itibaren hükümet nükleer enerji konusunu tekrar gündeme getirmiştir. Gelecek beş sene içerisinde 2 adet nükleer santralin kurulmasına ilişkin çalışmalar tekrar canlanmıştır. Bu konu üzerindeki çalışmalarda nükleer santrallerin avantajları ve dezavantajları çok iyi şekilde değerlendirilmelidir. Nükleer santraller çevre yönünden bir çok avantaja sahiptir. Ayrıca ülkemizde, halen yeterli arama çalışmalarının yapılmamasına rağmen nükleer hammadde açısından zengin kaynaklara sahip olduğumuz tahmin edilmektedir. Bununla birlikte muhtemel kurulacak santrallerden yüksek teknolojiye sahip olanlar seçilmelidir. Ve unutulmamalıdır ki nükleer atıkları tam olarak yok edecek teknoloji halen bulunamamıştır.

15. Dünya gündemindeki önemli bir enerji konusu da hidrojen enerjisidir. Yanma reaksiyonu ile fosil yakıtların karbondioksit emisyonu, dünya global ısınma sürecini oluşturmuştur. Bilinen fosil yakıt rezervlerine insan ömrü ile kıyaslanabilir ömür biçilmektedir. Bu gelişmeler, 20 yılı aşkın süredir yeni yakıt arayışı ile hidrojeni gündeme getirmiştir. Hidrojen çok yönlü kullanıma uygun, dönüşebilirliği ve kullanım verimi yüksek, emniyetli, olumlu çevre etkisi ile efektif maliyeti diğer yakıtlarla rekabet edebilecek bir yakıttır. Hidrojenle çalışan uçaklar geliştirilmiş, değişik motorlar üretilmiş ve taşıtlara uygulanarak gösterimler yapılmıştır. Hidrojen yakıt hücreli santraldan elektrik üretilmektedir. Kıtalararası hidrojen taşınması projesine girilmiştir. Hidrojene ilişkin uluslararası standartlar hazırlanmıştır. Dünya hidrojene geçiş aşamasında olup, bu geçişin önümüzdeki 10-15 yılda tamamlanması beklenmektedir. Türkiye’de hidrojen konusunun 2003 yılına kadar gerektiği gibi ele alındığı söylenemez. Ancak Türkiye’de Hidrojen enerjisi ile ilgili en önemli adım Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi’nin (ICHET) kurulmasına ilişkin anlaşmanın, Türkiye ile Birleşmiş Milletler Sınai Örgütü (UNİDO) arasında 21 Ekim 2003 tarihinde Viyana’da imzalanan anlaşma ile atılmıştır. İstanbul’da kurulacak olan dünya hidrojen merkezi’nin direktörküğünü Prof. Dr. Nejat Veziroğlu üstlenmiştir. Bu önemli gelişmeye ilaveten hidrojen enerjisi alanında önemi giderek artan “Yakıt Pilleri” teknolojisinin Türkiye’de geliştirilmesi için önemli ve büyük bir adım atılmıştır. Türkiye’de kendi alanlarında uzman beş kuruluş bir araya gelerek hidrojen teknolojileri geliştirme çalışmalarında ortak çalışma kararı almıştır. Ford – Otosan, Arçelik, Tofaş, Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı (TTGV) ve TÜBİTAK – MAM arasında 10 Kasım 2003 tarihinde imzalanan anlaşmayla; yakıt pili teknolojisinin tam anlamıyla öğrenilmesi, projede çalışacak elemanların uzmanlaşması, oluşacak bilgi birikimi ile ileriye dönük daha kapsamlı projelerin oluşturulması hedeflenmiştir.

16. Türkiye’de olanaklı tüm kaynaklardan etkin biçimde enerji üretilirken, üretilen enerjinin yüksek verimlilikle etkin kullanımı çok önemlidir. Gelişen teknoloji, birim gayrisafi milli hasıla başına düşen enerji tüketimini, bir diğer deyişle enerji yoğunluğunu

azaltmayı hedeflemiştir. Amaç, daha az enerji ile daha çok mal ve hizmet üretimidir. Bu amaca uygun olarak enerji üretim, sanayi, ulaşım, konut ve hizmet sektörlerinde enerjinin akılcı kullanımına yönelik enerji tasarruf önlemleri uygulanmalıdır. Türkiye’de çağdaş bilimsel ve teknik boyutu ile enerji tasarrufu çalışmalarının yeterince yapıldığı söylenemez. Konu, genellikle umursamaz tutumla, göstermelik biçimde ele alınmaktadır. Oysa, Türkiye’de bugünkü birincil enerji tüketiminin % 18’i kadar tasarruf olanağının bulunduğu hesaplanmıştır. Fiyat arttırılarak talep kısılması yerine, teknolojik önlemlerle enerji verimliliği artırılarak talebin düşürülmesi, bol ve ucuz enerji ilkesine de uygun düşecektir. Enerjinin etkin kullanımı konusu özendirilerek geliştirilmelidir.

17. Ülkemizde enerji ve çevre birbiriyle çatışan iki kavram olarak görülmemelidir. Ulaşım sektöründen kaynaklanan çevre kirliliği, enerji santrallerinin oluşturduğu çevre kirliliğinden çok daha fazladır. Çevre ile enerji arasında çatışma değil, uyuma olmak zorundadır. Enerji üretim tesislerinden kaynaklanan olumsuz çevre etkileri bulunmakla birlikte, bunların teknik önlemleri vardır. Ancak, ülkemizde fosil yakıtlı termik santrallerin çevre-etki-değerlendirmeleri; termik santrallerin birbirine çok yakın ve birbirinin etki sahası içine inşa edildiğini, turizm ve tarım potansiyeli yüksek alanlarda yer aldıklarını, kirleticilerin yayılmasını engelleyici önlemlerin ilk başta alınmadığını, yeni yakma yöntemlerinden yararlanılmadığını, tasarım hataları bulunduğunu göstermektedir. Ek yatırımlarla eksiklikler giderilmeye çalışılmakta ise de, önlemlerin proje aşamasında alınması gerekir. Dünyanın en önemli çevre sorunu olan ve karbondioksit emisyonundan kaynaklanan sera etkisi ve global ısınmanın azaltılması için fosil yakıt yerine, yeni ve yenilenebilir enerji, hidrojen enerjisi ve nükleer enerji kullanımına yönelmek gerekmektedir. Bu konuda uluslararası uzlaşmalara gidilmektedir. Ancak, her enerji teknolojisinin çevre açısından önlem gerektirdiği unutulmamalıdır.

18. Enerji hammaddelerinin çıkarılmasında, birincil ve ikincil olmak üzere enerji üretiminin her kademesinde, enerjinin taşınması, depolanması, dağıtımı ve tüketimi aşamalarında çevreye en az zarar verecek, ekolojik dengeyi bozmayacak, prodüktif ve rantabl olacak enerji teknolojilerinin kullanımına özen gösterilmelidir. Santrallerin proje aşamasından itibaren çevre-etki-değerlendirmesine yer verilmelidir. Enerji, ekonomi ve ekoloji, kısaca 3E arasında her zaman optimal denge sağlanmalıdır.

19. Türkiye’nin enerji politikası tarihsel süreç içinde irdelendiğinde, sırasıyla liberal, mutedil devletçi, karma ekonomi ve planlı karma ekonomi aşamalarından geçtikten sonra, bugün planlı, ama serbest piyasa ekonomisine ve liberal yapıya yönelik özelleştirmelerin yer aldığı geçiş dönemine gelmiştir. Artık hedef, tam liberal ekonomidir ve bundan dönüş olamaz. 1984 yılından bu yana sektörün özelleştirilmesi gündemde ise de, 15 yılda alınan yol tatmin edici değildir. Bugün devletin enerji sektörüne gereken yatırımı yapamadığı, bu yatırımı yapabilecek yerli ve/veya yabancı sermayeye yaptırmadığı veya yaptıramadığı çelişkili bir dönemdeyiz. 2020 yılına kadar yalnız elektrik üretim, iletim ve dağıtım sektörüne yapılacak yatırım 125 milyar \$’dır. Cumhuriyetin 100.yılına kadar önümüzdeki 25 yılda tüm enerji sektörüne yapılması gereken kümülatif yatırım ise 300 milyar \$

düzeyindedir. Buna kamu sektörünün yeterli kaynağı aktarması olanaklı değildir. Türkiye'nin gelişmiş ülkeler arasında yer alması isteniyorsa, yerli/yabancı özel sermayenin yatırımları için her türlü kolaylıklar sağlanmalıdır.

20. Türkiye'de enerji yatırımlarının önündeki engel ne ekonomik ve mali, ne de tekniktir. Engel hukuksal ve yönetseldir. Yap-işlet-Devret ve Yap-işlet modelleri özel sermayeyi özendirilen ve güven veren bir hukuksal çerçeveye oturtulamamıştır. Enerji kesiminde yasal ve yönetsel düzenlemeler gerekmektedir. Enerji kesiminde özelleştirmede yeterince ilerlenemeyişin önemli nedenlerinden biri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile bağlı ve ilgili kuruluşlarının, merkezi ve devletçi yapılarıdır. Bu nedenle yönetsel düzenlemelerle, yeniden yapılanma gerekmektedir. Yeniden yapılanma sırasında, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bağlı kuruluşlarına, planlamadan teknoloji seçimine, kazanımına ve gelişmeye kadar çeşitli alanlarda görev yapacak Türkiye Enerji Enstitüsü eklenmelidir. Enerji politikalarının belirlenmesinde, kamu sektörünün yanı sıra, özel sektör, üniversiteler, ilgili meslek kuruluşlarının ve sivil toplum örgütlerinin görüşlerini sunabileceği, Enerji Şurasından yararlanılmalıdır.

21. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın tüm ilgili kuruluşları ve bunların ortaklıkları özelleştirilmelidir. Elektrik kesiminde özelleştirme çalışmaları yasal ve yönetsel engeller aşılarak hızla tamamlanmalıdır. Kömür, petrol ve doğal gaz sektörleri zaman yitirilmeden tümü ile özelleştirilmelidir. Özellikle doğal gaz piyasasının serbestleştirme çalışmalarında önemli yol kat edilmiştir. Petrol piyasasında da düzenleme çalışmaları devam etmektedir. Bu kapsamda piyasaların serbestleştirilmesi sürecinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu denetiminde çok önemli adımlar atılmıştır.

22. Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu ve Türkiye Taşkömürü İşletmeleri Kurumu da özelleştirilmelidir. Bunun için var olan sorunlar yasal düzenlemelerle aşılmalıdır. Kamunun elindeki kömür işletmelerinin bazıları büyük zararla çalıştırılmaktadır. Bunların içinde rehabilitasyon çalışması ile düzelebilecek ve düzelemeyecek olanlar vardır. Kömürde verimli çalışması olanaklı olmayan ve özelleştirilemeyen işletmeler kapatılmalı, pahalı yerli üretim yerine ucuz ithale yönelinmelidir.

23. Petrol ve doğal gazda özelleştirme kapsamına Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ve Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş (BOTAŞ) da alınmalıdır. Bunun için TPAO'nun, öncelikle dünya petrol şirketlerine benzer biçimde aramadan ürün pazarlamaya dek dikey entegrasyona kavuşması yasal olarak sağlanmalı, özelliğine uygun bir yöntemle özelleştirilmesi gerçekleştirilmelidir. BOTAŞ'ın doğal gaz ithal etme tekeli ivedilikle kaldırılmalıdır. Yerli ve yabancı özel sermaye şirketlerinin doğal gaz ithal etmelerine olanak tanınmalı ve BOTAŞ özelleştirilmelidir.

24. Petrol Kanunu özel sermayeyi çekici olma özelliğini yitirmiştir. Türkiye’de petrol keşfi riskli, pahalı ve yüksek teknoloji gerektiren boyuttur. Bu nedenle mevcut yasadaki teşvikleri artırıcı, liberal boyutunu geliştirici yeni değişiklikler yapmak gerekmektedir. 2003 yılı sonu itibarıyla petrol üretiminde ve piyasasını ihtiyaçlar doğrultusunda yeniden düzenleyen yasa yürürlüğe girmiştir. Bundan sonra Enerji Piyasasını Düzenleme Kurulunun çıkaracağı mevzuatlar piyasanın düzenlenmesine yön verecektir.

25. Türkiye’de katı fosil yakıtlar, Maden Kanunu kapsamında bulunmaktadır. Jeotermal enerjinin de bu kapsama sokulmasına çalışılmıştır. Oysa, maden niteliğindeki enerji hammaddelerinin ve jeotermal enerjinin ayrı yasal düzenlemelerle ele alınması uygun olur. Bu yasalar özel sermayeyi çekici ve liberal yapıda oluşturulmalıdır. Türkiye’de üzerinde hazırlık yapılmış ve çıkarılması gereken; Türkiye Enerji Enstitüsü Kanunu, Enerji Verimliliği Kanunu, Yap İşlet Modeli ile Yenilenebilir Enerji Kaynakları ile Çalışan Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun, Rüzgar Enerjisi Santralleri Kanunu gibi tasarı ve tasarılar bulunmaktadır. Bunlar sonuçlandırılmalıdır. Jeotermal enerji ve güneş enerjisi için de teşvik edici yasal düzenlemeler bir an önce yapılmalıdır.

26. Türkiye Avrupa Birliği’ne üye olmayı hedeflemiş bir ülkedir. Enerji politikalarında, yönetimsel enerji işlerinin yapılandırılmasında ve enerji ile ilgili yasal düzenlemelerde, Avrupa Birliği koşul ve standartları göz önünde tutulmalıdır.

27. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2003 yılında, gerek Avrupa Birliği uyum kriterleri, gerek İklim Çerçeve Sözleşmesi, gerekse yeni enerji politikaları çerçevesinde yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimini teşvik etmek amacıyla “Yenilenebilir Enerji Yasa Tasarısı” hazırlanmıştır. Tasarının 2004 yılında meclise gelmesi bekleniyor. Bu tasarı meclisin onayını almasıyla bir çok yatırımcı yenilenebilir enerji sektörüne daha rahat girebilecektir.

EKLER

Ek.1 Birimler

bar = 105 Pa = 0.9869 standard atmosferik basınç	Mtep = Milyon ton eşdeğer petrol
Btep = Bin ton eşdeğer petrol	MW = 1000 kW
MWe = megawat-elektrik	MWt = megawat-termik (ısı)
EJ = Eksajul = 22.7 Mtep	W = vat = J/s = 0.8598 kcal/h
G = Giga = 109 (milyar)	MWh = 1000 kWh
Gt = milyar ton	Mtoe = Million tonnes of oil equivalent
Gtep = Milyar ton eşdeğer petrol	MJ = Megajul = 0.2777 kWh
GW = 1000 MW	mSv = 0.001 Sv
GWh = milyon kWh	Nm ³ = 273 K ve 1 bar basınçtaki gaz hacmi
GJ = Gigajul = 1000 MJ	t ep (ton eşdeğer petrol) = 10 500 x 10 ³ kcal = 44 GJ
J = jul = 0.2388 cal	Sv = Sievert = 100 rem
K = Kelvin derecesi (0 oC = 273 K)	T = Tera = 10 ¹²
kep (kg eşdeğer petrol) = 10 500 kcal = 44 MJ	TET = Ton eşdeğer taşkömürü = 0.67 tep
kJ = kilojul = 1000 J	TWh = milyar kWh
kPa = 1000 Pa = 0.01 bar	
M = Mega = 106 (milyon)	

Ek.2 Kaynakların Enerji Değerleri ve Çevrim Katsayıları

KAYNAK	ISIL DEĞER	1 tonunun ton petrol eşdeğeri
Katı Yakıtlar	kJ / kg	
Antrasit	34600	0.83
Taşkömürü	25500	0.61
İthal taşkömürü	33500	0.89
Kök kömürü	29300	0.70
İthal linyit	21650	0.52
Turba	15900	0.38
Linyit (yerli)		
Isıtma ve Sanayi	12560	0.30
Santral	8575	0.20
Elbistan linyiti	4000	0.11
Astabil	18000	0.43
Ham petrol	44000	1.05
Odun	12560	0.30
Hayvan ve bitki atıkları	9630	0.23
Gas Yakıtlar	kJ / m³	1000 m³'ünün ton petrol eşdeğeri
Doğal gaz	38100	0.91
LPG	94000	2.29
Birincil ve elektriksel	kJ / kWh	1000 kWh'in ton petrol eşdeğeri
Elektrik	3600	0.086
Hidrolik	3600	0.086
Jeotermal	3600	0.086

Ek. 3 Doğal Gaz Alım Anlaşmaları

Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Durumu
Rus. Fed. (Batı)	6	14 Şubat 1986	25	Devrede
Cezayir (LNG)	4	14 Nisan 1988	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1.2	9 Kasım 1995	22	Devrede
İran	10	8 Ağustos 1996	25	Devrede
Rus. Fed. (Karadeniz)	16	15 Aralık 1997	25	2002
Rus. Fed. (Batı)	8	18 Şubat 1998	23	Devrede
Türkmenistan	16	21 Mayıs 1999	30	2005
Azerbaycan	6.6	12 Mart 2001	15	2005

Ek.4 Doğal Gaz Arz ve Talep Senaryoları (Milyon m³)

YILLAR	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
TOPLAM TALEP (*)	21965	24299	29839	33365	35948	38378	40712	44656	4297
ARZ MİKTARLARI									
NTRATA BAĞLANMIŞ MİKTARLAR									
YILLAR	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
SYA FEDERASYONU	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	0	0
.NG (M.EREĞLİSİ) CEZAYİR	4444	4444	4444	4444	4444	4444	4444	0	0
.NG (M.EREĞLİSİ) NİJERYA	1338	1338	1338	1338	1338	1338	1338	1338	1338
İN	5733	6689	8600	9556	9556	9556	9556	9556	9556
SYA FED. (İLAVE)(BATI)	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
SYA FED. (KARADENİZ HATTI)	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	16000	16000
TKMENİSTAN (**)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ERBAYCAN (***)	0	0	0	2000	3000	5000	6600	6600	6600
PLAM ARZ	29016	31921	35766	40638	43587	47519	51058	40791	40791

(*) : Ülkelerle yapılan anlaşmalardaki miktarlar kontrat m³ olup, "TOPLAM TALEP" ve " TOPLAM ARZ" rakamları kontrat miktarlarının standart m³'e çevrilmiş halidir.

(**) : Doğal gaz alımı belirsizliğini korumaktadır.(***): Yıllık kontrat miktarları gaz teslimatlarının başlangıç tarihine göre değişebilecektir.

Ek.5 Türkiye'nin 1990 – 2001 Yılları Arasındaki Birincil Enerji Üretimi

Taşkömürü (Bin Ton)	Linyit (Bin Ton)	Asfaltit (Bin Ton)	Doğalgaz (Milyon m ³)	Petrol (Bin Ton)	Hidrolik (GWh)	Rüzgar-Jeotermal		Odun (Bin Ton)	Hay. ve Bitki.Art. (Bin Ton)	Güneş (Bin TEP)	Toplam (Bin TEP)
						Elektrik (Gwh)	Isı (Bin TEP)				
2745	44407	276	212	3717	23148	80	364	17870	8030	28	25478
2762	43207	139	203	4451	22683	81	365	17970	7918	41	25501
2830	48388	213	198	4281	26568	70	388	18070	7772	60	26794
2789	45685	86	200	3892	33951	78	400	18171	7377	88	26441
2839	51553	0	200	3687	30586	79	415	18272	7074	129	26511
2248	52758	67	182	3516	35541	86	437	18374	6765	143	26719
2441	53888	34	206	3500	40475	84	471	18374	6666	159	27386
2513	57387	29	253	3457	39816	83	531	18374	6575	179	28209
2156	65204	23	565	3224	42229	91	582	18374	6396	210	29324
1990	65019	29	731	2940	34678	102	618	17642	6184	236	27659
2259	60854	22	639	2749	30879	109	618	13938	5981	262	26825
2357	63445	31	312	2551	24010	152	618	16263	5790	287	26266

Ek.6 Türkiye'nin 1990 – 2001 Yılları Arasındaki Birincil Enerji Tüketimi

T.kömürü (Bin Ton)	Linyit (Bin Ton)	Asfaltit (Bin Ton)	Doğalgaz (Milyon m ³)	Petrol (Bin Ton)	Hidrolik (GWh)	Rüzgar-Jeotermal		Odun (Bin Ton)	Hayvan ve Bitki.Art. (Bin Ton)	Güneş (Bin TEP)	Toplam (Bin TEP)
						Elektrik (Gwh)	Isı (Bin TEP)				
8191	45891	287	3418	22700	23148	80	364	17870	8030	28	52987
8824	48851	139	4205	22113	22683	81	365	17970	7918	41	54278
8841	50659	197	4612	23660	26568	70	388	18070	7772	60	56684
8844	46086	102	5088	27074	33951	78	400	18171	7377	88	60265
8192	51178	0	5408	25859	30586	79	415	18272	7074	129	59127
8548	52405	66	6937	27918	35541	86	437	18374	6765	143	63675
10892	54961	34	8114	29604	40475	84	471	18374	6666	159	69862
12537	59474	29	10072	29176	39816	83	531	18374	6575	179	73775
13146	64504	23	10648	29022	42229	91	582	18374	6396	210	74705
11362	64049	29	12902	28862	34678	102	618	17642	6184	236	74271
15393	64394	22	15086	31072	30879	109	618	16938	5981	262	81221
11039	64883	31	16339	29661	24010	152	618	16263	5790	287	77041

Ek.7 Türkiye'nin 1990 – 2001 Yılları Arasındaki Sektörel Enerji Tüketimi

	Konut	Sanayi	Ulaştırma	Tarım	Enerji Dışı	Nihai Enerji Tüketimi	Çevrim Sektörü	Toplam Enerji Tüketimi
90	15358	14543	8723	1956	1031	41611	11377	52987
91	15915	15181	8304	1976	1023	45579	11698	54278
92	16714	15454	8545	1994	1450	44158	12526	56684
93	16934	16333	10419	2450	1743	47879	12386	60265
94	16333	15272	9907	2480	1349	45341	13786	59127
95	17596	17372	11066	2556	1386	49976	13703	63679
96	18466	20050	11778	2714	1643	54650	15212	69862
97	19704	21790	11338	2823	1788	57444	16335	73779
98	19278	21555	10760	2827	2272	56692	18017	74709
99	18978	19873	11350	2923	1881	55008	19269	74275
00	19830	23635	12119	2962	1915	60460	20760	81221
01	18541	21069	11984	2964	1638	56176	20869	77044

KAYNAKÇA

- Ağış, Özkan. “Kojenerasyonun Geleceği Parlak”, **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Nisan 2004 , s. 46 – 49
- Akgün, Nezihe ve Cihan Dündar. “Türkiye Rüzgar Atlası”, Ankara:EİE
(<http://www.eie.gov.tr>)
- Akın, Atilla. “Türkiye’de Yenilenebilir Kaynak Potansiyeli”, **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Mart 2004, s. 44 – 47
- Akıncı, Cahit. “Dünyadaki Enerji Piyasası Reformları”, **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Ocak – Şubat 2004 , s. 54 -57.
- Ar, Figen. “Hidrojen Enerjisi”, **Enerji Bülteni**, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s. 46-52
- Armağan, Tahsin. “Elektrik Enerji Piyasasında Mali Uzlaştırma Uygulamaları ve Çözümü” **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Nisan 2004, s.50-54
- Başlı, Metin. “2003’te Doğal Gaz Piyasası”, **Doğal Gaz LPG ve Fuel Oil Dergisi**, İstanbul: Sistem Yayıncılık, Ocak-Şubat 2004, s. 46 – 48.
- Bayraç, Naci. “Dünya’da ve Türkiye’de Doğal Gaz Piyasasının Ekonomik Analizi”, [y.y ve t.y],ss. 1 – 12.
- Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.(BOTAŞ), **Faaliyetler**, Ankara, 2003
(<http://www.botas.gov.tr/>)
- BOTAŞ, **Projeler**, Ankara, 2003, (<http://www.botas.gov.tr/>).
- Bölme, A.B., Ö. Gündüz ve İ. Kılıç. “Nükleer Enerjiye Genel Bir Bakış”, Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (<http://www.taek.gov.tr/>), s. 1 – 14.
- Çağlar, Mehmet. “Biyokütle Enerjisi”, **Enerji Bülteni**, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s. 8-14
- Demirer, Önder ve Atilla Akalın. “Yenilenebilir Enerji Yasa Tasarısı”, **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Mayıs – Haziran 2004, s. 64 –70.
- Devlet Planlama Teşkilatı, “Nükleer Enerji Hammaddeleri: Uranyum – Toryum” Ankara, 1996, (<http://ekutup.dpt.gov.tr/madencil/oik487.pdf>).
- Diñç, Osman Saim. “Petrol Kanun Tasarısı Sektöre Dinamizm Getirecek”, **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Mart 2004, s. 38 – 42.

“Dünyanın En Hızlı Büyüyen Enerji Kaynağı Rüzgar Enerjisi”, [t.y.]
(<http://www.petrolunsonu.org/>).

Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE). **Güneş Enerjisi ve Teknolojileri**, Ankara, 2003 (<http://www.eie.gov.tr/>).

Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE). **Hidroelektrik Enerji Potansiyeli**, Ankara, 2003 (<http://www.eie.gov.tr/>).

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. “Hidrojen Enerjisi Araştırma Merkezi İstanbul’da Kuruluyor”, Ocak 2004, (<http://www.enerji.gov.tr/>)

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK). “Dünya Genelinde Uygulanan Elektrik Ticareti Rejimlerinden Örnekler”, Elektrik Piyasası Düzenleme ve Değerlendirme Dairesi Başkanlığı, [y.y.], Ocak 2003

EPDK. “EPDK Gözüyle Petrol Piyasası Kanunu”, **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Ocak – Şubat 2004, s. 40 – 41.

EPDK. **Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı**, Nisan 2003, (<http://www.epdk.gov.tr/>)

Erenel, Murat H. “Elektrik Enerjisi Sektörü Reformunda Durum Değerlendirmesi”, **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Nisan 2004, s.80 – 84.

Flavin, Christopher ve Nicholas Lenssen. **Enerjide Arayışlar: Yaklaşan Enerji Devriminin El Kitabı**, Çev:Yaman Köseoğlu, İstanbul : Tema Vakfı Yayınları, 1995.

Güler, Hilmi. “Enerji Bakanlığının Bir Yılı”, **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Sistem Yayıncılık Kasım- Aralık 2003, s. 22 – 27.

Güneş ve Diğer Enerji Kaynakları Şube Müdürlüğü, “Güneş Enerjisi”, **Enerji Bülteni**, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s.38 – 40.

İnallı, Mustafa, Halit L. Yücel ve Erdem Işık. “Kojenerasyon Sistemlerinin Teknik ve Ekonomik Uygulanabilirliği”, (<http://www.mmo.org.tr/>).

Kılıç,İhsan. “Dünyadaki Nükleer Güç Santrallerinin Genel Durumu”, (<http://www.taek.gov.tr/>), s.1 – 3.

Kuşkonmaz,Necati. “Hidroelektrik Enerji” ,**Enerji Bülteni**, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s. 15 – 17.

Malkoç, Yüksel. “Jeotermal Enerji”, **Enerji Bülteni**, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s.41-42

“Nükleer Enerji ile İlgili Sorular ve Cevaplar”, Ankara: TAEK, (<http://www.taek.gov.tr/>)

- Oğan, Sinan ve İlke Aytekin. "Mavi Akım: Türk-Rus İlişkilerinde Mavi Bağımlılık", **Stratejik Analiz Dergisi**, [y.y], Aralık 2002, s. 66 – 70.
- Öztürk, Fikret. "Petrol Piyasası Yasası Umut Vaat Ediyor", **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Ocak – Şubat 2004, s. 42 - 44.
- Tekman, Muhittin. "Doğal Gaz Kullanılan Şehirlerdeki Abone Miktarları ile Gaz Tüketiminin Gelişimi ve Güncel Durumu", **Doğal Gaz LPG ve Fuel Oil Dergisi**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Nisan 2004, s. 42-46.
- Temiz, Adnan. "Rüzgar Enerjisi", **Enerji Bülteni**, [y.y], Mart 2004, Sayı 198, s. 30 – 37.
- Topuz, Gökmen. "Çeşitli Kojenerasyon Uygulamaları ve Ülkemize Sağladığı Yararları", (<http://www.kojenerasyon.com/>), ss. 1 - 6.
- Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO). **Üretim**, Ankara, 2003 (<http://www.tpao.gov.tr/>).
- TPAO. **Yurt Dışı Projeler**, Ankara, 2003 (<http://www.tpao.gov.tr/>).
- "Türkiye'nin 5 Firması Yakıt Pilleri Teknolojisi Projesi İçin Bir Araya Geldi", **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Kasım – Aralık 2003 , s. 16.
- Uyar, Tanay Sıdkı. "Türkiye Enerji Sektöründe Karar Verme ve Rüzgar Enerjisinin Entegrasyonu", (<http://www.iyte.edu.tr/egetek/pages/links.html>).
- Ültanır, Mustafa Özcan. **Yirmi birinci Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi**, İstanbul: Türk Sanayicileri ve İşadamları Derneği Yayınları, 1998.
- Yoldemir, Ongun. "Yeni Petrol Yasa Tasarısı ve Düşündürdükleri", **Enerji ve Kojenerasyon Dünyası**, İstanbul: Teknik Yayıncılık, Ocak – Şubat 2004, ss. 46 – 48.
- Yücel, F. Behçet. **Enerji Ekonomisi**, İstanbul: FEBEL Yayınları, 1994.

Özgeçmiş

1979 yılında Bursa'da doğdum. İlk ve orta öğrenimimi Bursa Altıparmak İlk Okulunda tamamladım. 1997'de Bursa Atatürk Lisesinden, 2002 yılında Uludağ Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi İktisat Bölümünden mezun oldum. 2002-2003 öğretim yılında Uludağ Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Ana bilim dalında yüksek lisans eğitimime başladım. 2004 yılının Mart ayından itibaren Prof. Dr. Yalçın Acar'ın danışmanlığında "Türkiye'de Enerji Sektörü ve Ekonomiye Katkısı" konulu tez çalışmasına başladım.

